

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**PROYECTO PLAN ENERGETICO NACIONAL**

**1992**

14

PROYECTO  
PLAN ENERGETICO NACIONAL  
DIAGNOSTICO  
AREA DE LA OFERTA

INFORME FINAL  
(VERSION PRELIMINAR)

Santafé de Bogotá, Julio de 1992

333.914

P969p

1992

ES. 1

PROYECTO  
PLAN ENERGETICO NACIONAL  
DIAGNOSTICO  
AREA DE LA OFERTA

INFORME FINAL  
(VERSION PRELIMINAR)

Santafé de Bogotá, Julio de 1992

## I N D I C E

<i>TEMAS DE ANALISIS</i>	<i>PAGINA</i>
<i>INTRODUCCION</i>	<i>2</i>
<i>OBJETO DEL ANALISIS</i>	<i>5</i>
<i>A. RESERVAS Y POTENCIALIDADES ENERGETICAS DEL PAIS</i>	<i>6</i>
<i>A.1 Petróleo</i>	<i>6</i>
<i>A.2 Gas Natural</i>	<i>7</i>
<i>A.3 Hidroenergía</i>	<i>8</i>
<i>A.4 Carbón</i>	<i>9</i>
<i>A.5 Fuentes No Convencionales</i>	<i>10</i>
<i>A.6 Visión Consolidada</i>	<i>12</i>
<i>B. CAPACIDADES Y NIVELES DE PRODUCCION</i>	<i>14</i>
<i>B.1 Petróleo</i>	<i>14</i>
<i>B.2 Gas Natural</i>	<i>17</i>
<i>B.3 Electricidad</i>	<i>21</i>
<i>B.4 Carbon</i>	<i>24</i>
<i>B.5 Fuentes No Convencionales</i>	<i>28</i>
<i>B.6 Visión Consolidada</i>	<i>30</i>
<i>C. POLITICAS DE PRODUCCION TRANSPORTE Y DISTRIBUCION</i>	<i>33</i>
<i>C.1 Petroleo</i>	<i>34</i>
<i>C.2 Gas Natural</i>	<i>36</i>
<i>C.3 Electricidad</i>	<i>39</i>
<i>C.4 Carbón</i>	<i>40</i>
<i>C.5 Fuentes No Convencionales</i>	<i>41</i>
<i>C.6 Visión Consolidada</i>	<i>42</i>

TEMAS DE ANALISIS

PAGINA

D.	ESTRUCTURA DE COSTOS DE PRODUCCION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION	43
D.1	Petróleo	43
D.2	Gas Natural	45
D.3	Electricidad	49
D.4	Carbón	51
D.5	Fuentes No Convencionales	54
D.6	Visión Consolidada	55
E.	COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGETICOS	56
E.1	Petróleo	57
E.2	Gas Natural	60
E.3	Electricidad	61
E.4	Carbón	64
E.5	Visión Consolidada	69
F.	INTERCAMBIO INTRASECTORIAL DE ENERGETICOS	71
G.	INTEGRACION CON SECTORES NO ENERGETICOS	73
G.1	Petróleo	74
G.2	Gas Natural	75
G.3	Carbón	76
G.4	Visión Consolidada	77
H.	PLANES DE PRODUCCION TRANSPORTE, Y DISTRIBUCION DEL SECTOR	77
H.1	Petróleo	78
H.2	Gas Natural	85
H.3	Electricidad	90
H.4	Carbón	96
H.5	Fuentes No Convencionales	101
H.6	Visión Consolidada	103

INTRODUCCION

El presente estudio se ha desarrollado teniendo como objetivo principal el de identificar el estado en que se encuentra la oferta nacional de energéticos y las perspectivas que tiene hacia el futuro. Para este fin, previamente se elaboraron los Términos de Referencia Detallados que sirvieron de marco para estos propósitos.

Dichos Términos comprenden los siguientes capítulos:

- A. Reservas y Potencialidades Energéticas.
- B. Capacidades y Niveles de Producción.
- C. Políticas y criterios de Producción, Transporte y Distribución
- D. Estructura de costos de Producción, Transporte y Distribución.
- E. Comercio Internacional de Energéticos
- F. Intercambio Intrasectorial de Energéticos
- G. Integración con Sectores no Energéticos
- H. Planes de Producción, Transporte y Distribución

Los recursos analizados individualmente de acuerdo con el mercado anterior fueron:

Electricidad, petróleo, gas natural, carbón y fuentes no convencionales (biomasa microcentrales hidroeléctricas, energía solar, nuclear, etc.).

Como resultado de ese análisis, para cada recurso de los

antes citados, se produjo un informe elaborado en cabeza de las siguientes entidades:

<i>Subsector</i>	<i>Entidad</i>
<i>Petróleo</i>	<i>ECOPETROL</i>
<i>Gas Natural</i>	<i>ECOPETROL</i>
<i>Electricidad</i>	<i>ISA</i>
<i>Carbón</i>	<i>CARBOCOL</i>
<i>Fuentes No Convencionales</i>	<i>Ministerio de Minas y Energía</i>

Estos informes fueron estudiados por todos los integrantes del grupo de trabajo y ajustados en algunos casos, para incorporar los comentarios emitidos.

A continuación se designó un ponente que se encargará de integrar la visión en todos los subsectores en lo atinente a uno de los capítulos de los *Términos de Referencia Detallados*.

Este trabajo de integración por capítulo fue puesto a consideración del grupo, y con la inclusión de los aportes allí recibidos constituye la versión del grupo acerca del estado del sector y sus perspectivas en lo referente al tema del capítulo respectivo. Con el acopio de todas estas ponencias se estructuró el informe final, que viene a constituirse en el documento-resumen del análisis de todo el sector energético del país en lo referente a la oferta.

En síntesis, como producto final de esta metodología de trabajo, el estudio de la oferta, a nivel de diagnóstico, se

compila en seis volúmenes a saber:

- Volumen I. Informe Final
- II. Subsector del Petróleo y sus Derivados
- III. Subsector del Gas Natural
- IV. Subsector de la Electricidad
- V. Subsector del Carbón
- VI. Subsector de las Fuentes No Convencionales

El grupo de trabajo que tuvo el encargo de elaborar todo el estudio estuvo conformado por funcionarios de las siguientes entidades: I.S.A., Carbocol, Dirección de Fuentes No Convencionales del Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol. La coordinación general del grupo estuvo a cargo de los funcionarios de La Dirección de Planeación Corporativa de ECOPETROL.

Es importante aclarar que a pesar de proceder la información con que se estructuró el presente estudio de las entidades del sector, las interpretaciones de la misma no constituyen la posición oficial de esas entidades; pues en algunos casos corresponden a análisis susceptibles de evolucionar hacia una definición oficial diferente, o a interpretaciones de los funcionarios que las representaron en los grupos de trabajo del proyecto: Plan Energético Nacional.



**PROYECTO: PLAN ENERGETICO NACIONAL  
AREA DE LA OFERTA  
ANALISIS GLOBAL DEL SECTOR**

**OBJETO:**

*En el presente documento se presenta la situación de la oferta de energéticos con que cuenta el país. El análisis aquí planteado corresponde a la interpretación que resulta de integrar el estado de los diferentes recursos energéticos.*

*Para estos efectos, los recursos analizados fueron: Petróleo, gas natural, carbón, electricidad y fuentes no convencionales (biomasa energía solar, eólica nuclear y microcentrales hidroeléctricas).*

*Para cada uno de los recursos se elaboró un estudio detallado acerca de su evolución en el tiempo, situación actual, potencialidades y perspectivas que ofrece. Dichos estudios son por lo tanto el soporte en que se fundamenta el presente trabajo.*

*Tanto los estudios aludidos como este documento se elaboraron considerando los siguientes capítulos:*

- A. Reservas y Potencialidades Energéticas.*
- B. Capacidades y Niveles de Producción.*
- C. Políticas y Criterios de Producción, Transporte y Distribución.*
- D. Estructura de los Costos de Producción, Transporte y*

*Distribución.*

- E. Comercio Internacional de Energéticos.*
- F. Intercambio Intrasectorial de Energéticos.*
- G. Integración con Sectores no Energéticos.*
- H. Planes de Producción, Transporte y Distribución por Recurso.*

#### *A. RESERVAS Y POTENCIALIDADES ENERGETICAS DEL PAIS*

*Colombia dispone de una gran potencialidad de recursos energéticos provenientes del petróleo, gas natural, carbón, hidroelectricidad y fuentes no convencionales de energía.*

##### *A.1 PETROLEO*

*Las reservas recuperables de petróleo, originalmente descubiertas, llegan a unos 4.000 millones de Bls, de las cuales más del 50% han sido ya consumidas y el remanente (1743 millones de Bls a Dic.31/91) arroja una relación reservas/producción (R/P) de 12 años, sin incluir en los estimados anteriores, las probables reservas de Cusiana toda vez que se encuentran en estado de evaluación.*

*Estas reservas se han conseguido con un trabajo exploratorio que ha aportado un conocimiento adecuado para el 38% del territorio potencialmente petrolífero, que asciende en total a 800.000 kilómetros cuadrados de cuencas sedimentarias. El 62% restante posee escaso cubrimiento exploratorio que representa un gran reto en esta actividad hacia el futuro.*

Para dar una visión de la actividad existente al respecto, se tiene que a diciembre de 1.991 se disponían de 78 contratos de asociación vigentes para un área asignada de 114.741 Kms cuadrados y de 12 contratos de participación de riesgo con un área comprometida de 19.631 Kms cuadrados.

Adicionalmente, para exploración directa de ECOPETROL se ha reservado para sí misma y por conveniencia estratégica 49.380 Kms cuadrados más 74.300 Kms cuadrados en donde esta Empresa desarrolla actividades de evaluación y reconocimiento. Como resultado de esta exploración se tiene que para los últimos cinco años el número anual de pozos perforados en forma directa promedió 12; y 43 por parte de los asociados. En la actualidad se trabaja con un plan cuyo objetivo es lograr, en promedio anual, la perforación de 50 pozos exploratorios por parte de los asociados y del orden de los 20 pozos por parte de la operación directa de ECOPETROL.

Es importante destacar que la actividad exploratoria descrita anteriormente corresponde a la búsqueda de petróleo y/o gas natural.

#### A.2 GAS NATURAL

Las reservas de gas natural ascienden a unos 4000 GPC, equivalentes a 680 millones de barriles de crudo, con una relación de reservas sobre producción cercana a los 27 años; estimativo este último calculado con base en la producción actual de 401 MPCD y sin considerar en las reservas el potencial asociado al petróleo de los yacimientos de Cusiana,

actualmente en evaluación.

Del total de las reservas de gas, el 75% corresponde al acervo ubicado en la Guajira.

De acuerdo al estado de las reservas de gas y ante el protagonismo que se le espera dar al recurso podria ser conducente que para el hallazgo de nuevas reservas, se evaluara la conveniencia de orientar un programa exploratorio hacia la búsqueda de gas natural, para de esta manera tener un respaldo en la disponibilidad de reservas que soporte de mejor manera un previsible aumento de la demanda por este energético, como resultado de la puesta en marcha del Programa para la Masificación del Uso del Gas.

### A.3 HIDROENERGIA

En lo referente a estas reservas y según el inventario nacional de este recurso adelantado en 1975, Colombia cuenta con un potencial de 93085 MW, conformado por 308 proyectos mayores de 100 MW, distribuidos en las seis regiones o vertientes hidrográficas. De esa potencialidad 6521 MW se han convertido a capacidad instalada. En los últimos quince años, en el subsector eléctrico se ha adelantado un significativo esfuerzo en la planificación para el aprovechamiento del potencial hidrico del país, mediante la elaboración de diversos estudios sobre proyectos específicos para generar energía eléctrica. Con dichos estudios se ha conformado un banco de proyectos, el cual ampliado con los elaborados para termoeléctricas alimentadas con carbón y gas,

es la base para el planeamiento de la expansión de generación eléctrica que garanticen el cubrimiento de la demanda en los horizontes del mediano y largo plazo.

Los estudios adelantados para conformar este banco de proyectos, se clasifican según su estado de madurez de la siguiente forma: En lo que respecta a hidroeléctricas existen 19 proyectos con estudios terminados de factibilidad con una capacidad equivalente a 13775 MW. 5 proyectos con diseño listo para 3195 MW, (Urrá I, Miel I y II, Porce II, Calima III, unidades adicionales) más las centrales en construcción por 1323 MW. (Guavio y Rio Grande II). Del lado termoeléctrico, la disponibilidad de proyectos es para el orden de los 3850 MW.

#### A.4 CARBON

En cuanto al carbón, Colombia ocupa el segundo lugar en América Latina según su potencial carbonífero. Cuenta con reservas de carbón de excelente calidad, suficientes para abastecer el mercado interno por largo tiempo y para participar con una interesante proporción en el mercado internacional. Se han calculado en el país unas reservas del orden de las 5900 millones de toneladas de carbón en la categoría de medidas y 1200 millones como reservas indicadas, para un consolidado de reservas demostradas de 7100 millones, de las cuales un 87% están ubicadas en la Costa Atlántica, facilitándose por este motivo su aprovechamiento como producto exportable.

*Es necesario mencionar que estas reservas han sido calculadas básicamente en las áreas donde CARBOCOL y algunas compañías particulares han adelantado estudios de exploración geológica por tanto existe un gran potencial de reservas de carbón en las diferentes cuencas carboníferas del país que todavía no han sido estudiadas y evaluadas adecuadamente. Para estos efectos actualmente CARBOCOL opera bajo la concepción de que la exploración que deba hacerse sea cubierta con inversión privada y no por parte del Estado. No obstante, éste mantiene su gestión directa para el reconocimiento geológico del país con miras a identificar y evaluar nuevas áreas carboníferas.*

*Por su abundancia llama la atención que el aprovechamiento de estas reservas para consumo doméstico sea prácticamente estable en el tiempo, sin embargo teniendo en cuenta esta importante potencialidad sería conveniente analizar la oportunidad de una mayor participación de este recurso en la futura demanda de energía primaria.*

#### **A.5 FUENTES NO CONVENCIONALES**

*En relación con estas fuentes, sus potencialidades se vislumbran en los siguientes términos:*

*La leña presenta, como fuente energética, más desventajas que ventajas; en efecto, se calculan en Colombia una reserva de aproximadamente 250 millones de toneladas de leña, la cual de mantenerse sin renovación y al ritmo de explotación actual, se agotaría antes de 20 años, con un marcado efecto adverso para la conservación de ecosistemas naturales*

básicos.

De bagazo se logran acumular en la actualidad alrededor de 7 millones de toneladas en el año; con menos del 50% de esa producción se lograría disponer de una potencia equivalente a los 1000 MW.

Para pequeñas plantas hidroeléctricas, o sea aquellas cuya potencia es menor de 10.000 kW, se consideran unas reservas hídricas que sobrepasan los 25000 MW. De este potencial el aprovechamiento ha sido exiguo, pues según el inventario de Min-Minas se estima en 150 MW la capacidad instalada al respecto. Con estas reservas podría ser factible multiplicar el desarrollo de proyectos en regiones para los cuales los costos de transmisión sean muy altos, tales como los que está impulsando MME por intermedio de una de sus Direcciones.

Sobre la energía solar, se estima una capacidad instalada cercana a los 30 MW, relacionada casi en su totalidad con sistemas de calentamiento de agua para uso doméstico. Así mismo se considera que con este recurso se podrían alcanzar hasta 280 MW.

Para la energía nuclear, en Colombia existe una reserva uranífera probada de 11.000 toneladas de uranio en Berlin (Norte de Santander), y una reserva probable de 217.500 toneladas en otras partes del país. A pesar de la existencia de este potencial se considera que todavía no es oportuno su desarrollo.

#### A.6 VISION CONSOLIDADA

*Del análisis acerca de las reservas y potencialidades energéticas se podría concluir en que Colombia cuenta con múltiples y abundantes fuentes de recursos renovables y no renovables; de las cuales relativamente poco se ha explotado, en donde el Estado ha asumido el papel de inversionista preponderante del sector, salvo en los subsectores del petróleo y carbón en donde la vinculación del capital privado ha sido importante. Para un desarrollo más acelerado en el aprovechamiento de las reservas de energéticos que cuentan con suficientes cantidades para este fin, se hace necesario que el Estado ponga en marcha programas específicos con vigencias de desarrollo del largo plazo, toda vez que de allí se derivan proyectos que solo después de más de 5 años están en plena producción. Por ser cuantioso el capital requerido en este sector, aunque el Estado debe continuar participando como inversionista en algunas áreas estratégicas del mismo, es prioritario que éste genere mecanismos que fomenten y promuevan la vinculación de particulares. Al respecto podría considerarse como posibilidad el mercadeo a nivel internacional, de prospectos o paquetes específicos de proyectos; y la definición de reglas de juego estables en el tiempo para algunas áreas donde se evidencia la conveniencia de incentivar tal vinculación.*

*También es importante fomentar la utilización de recursos renovables no convencionales para la generación de energía eléctrica especialmente en zonas rurales o no interconectadas donde no sea técnica ó económicamente factible el suministro*



de energía a través de la red de interconexión. Para estos propósitos podrían ser viables programas específicos que configure Min-Minas para ser adheridos a planes de desarrollo regional. Para el caso de la leña es evidente la conveniencia de la puesta en marcha de un programa específico para su sustitución como fuente energética. Para estos efectos podría ser recomendable que el estado designe un operador institucional que lidere un programa de esta naturaleza. Lógicamente una campaña en este sentido también debe plantear el desarrollo de protecciones del medio ambiente (manejo de cuencas, recuperación de suelos, etc.) y mejoramiento en el aprovechamiento del recurso expandiéndole su carácter hacia una concepción de multipropósito, para justificar así, económica y socialmente, los proyectos de reforestación.

Como deducción de los planteamientos anteriores puede afirmarse que con el potencial nacional de fuentes energéticas es factible la reasignación de una oferta energética nacional, formulando una más económica, más diversificada, y a la vez de mayor cobertura. Para estos efectos deben entrar en juego criterios tales como: Incentivar la utilización de los recursos locales más abundantes y desarrollar el potencial que ofrecen las fuentes no convencionales. El caso de las microcentrales hidroeléctricas sería una clara aplicación de esta concepción, pues en la medida como los centros de producción se acercan a conglomerados de consumo se presentan oportunidades de reducir costos en redes extensas. Para este tipo de proyectos podría ser conveniente designar un coordinador institucional que cumpla funciones tales como

planeación y asistencia técnica.

Como comentario final del análisis sobre reservas, podría decirse que en este sector existen las mayores posibilidades del país para acelerar su desarrollo económico, pues sus marcadas potencialidades hacen del mismo el indicado para convertirse en líder de la economía nacional. Para una adecuada planificación del aprovechamiento de estas reservas es muy conveniente que en todos los subsectores se mantenga el empeño de contar con un banco de prospectos y proyectos lo suficientemente estudiados para tener la oportunidad de estructurar portafolios de inversiones en base a múltiples opciones concretas.

#### **B. CAPACIDADES Y NIVELES DE PRODUCCION**

Colombia es autosuficiente para abastecer sus necesidades energéticas, con la excepción de 27.000 Bls/día de gasolina que importa debido a que su capacidad de refinación está limitada para suplirla, a pesar de tener excedentes de crudo para exportación.

A continuación se presenta el estado de la producción en cada uno de los subsectores:

##### **B.1 EL PETROLEO**

El país en la actualidad está produciendo 425600 bls/día de petróleo, de los cuales autoconsume el 60% y el resto lo

exporta, recibiendo por este concepto un 20% de sus ingresos comerciales.

De los recursos energéticos en producción el petróleo ocupa el primer lugar, con una participación del 46% a nivel de energía primaria; con posibilidades de crecimiento en el corto plazo, ante la posible producción de los yacimientos de Cusiana.

Para mantener las reservas de este recurso, a Ecopetrol se le debe asignar los recursos suficientes y continuos para desarrollar sus programas de exploración y producción que apuntan hacia el hallazgo de nuevas reservas por gestión directa y a la vez aportan información técnica mínima e indispensable para que los inversionistas privados se interesen en áreas inactivas.

La transformación del petróleo que se destina a consumo de productos procesados se lleva a cabo, básicamente, en dos refineries: La de Cartagena, con una capacidad de producción de 70.000 Bles/día y la de Barrancabermeja con 186.000 Bles/día, sin contar las refineries menores con capacidad de 10.000 Bles/día. El país con esta capacidad instalada, solo cubre el 75% de la demanda de gasolinas y requiere importar, como ya se dijo, 27.000 Bles/día. Estos volúmenes de importación se incrementarán gradualmente hasta alcanzar niveles de 40.000 a 60.000 Bles/día a finales del siglo. Adicionalmente, esta dependencia del mercado externo se extenderá a los destilados medios a finales del siglo. Esta situación deficitaria, hace conveniente el impulsar la construcción de la nueva refinería del Magdalena Medio, con

una capacidad de 100.000 Bles/día. Este proyecto por su localización presenta enormes ventajas, si se tiene en cuenta que a esta zona confluyen todas las redes de transporte y además allí se encuentran campos de crudo aprovechables minimizándose así costos de transporte.

El gas propano (GLP) es otro producto que con los niveles crecientes de demanda interna, actualmente empieza a mostrar déficit; lo cual refuerza la necesidad de ampliar la capacidad de refinación del país.

#### *Transporte*

La red nacional de oleoductos y poliductos se ha venido adecuando paulatinamente para responder a los requerimientos de transporte de crudos y productos en el país. El sistema cuenta en la actualidad con más de 10.000 kms de tubería y su extensión ha venido creciendo a una tasa anual promedio de 6.8% durante el último decenio.

Entre las ejecuciones importantes de mencionar al respecto están: la construcción del Oleoducto Central de los Llanos, el cual se inicia en Apiay (Meta) y termina en Vasconia (Boyacá; en las riberas del río Magdalena). Esta obra dio vía expedita para evacuar los crudos de los Llanos.

También es importante de reseñar la construcción del Oleoducto Colombia, que entró en servicio a mediados del presente año, obra ejecutada con inversión de ECOPEPETROL y las compañías petroleras asociadas, la cual elimina restricciones.

de transporte de petróleo con destino a la exportación, y procedente del interior del país (Huila, Tolima y Llanos Orientales). Este Oleoducto es de 24 pulgadas de diámetro, con una longitud de 484 Kms que une a Vasconia con el Terminal de Coveñas; y su capacidad de transporte es de 150.000 Bles/día, lo cual es posible incrementar hasta 200.000 Bles.

## B.2 GAS NATURAL

En Colombia, la mayor producción de gas natural se obtiene directamente de yacimientos de gas libre. Los más importantes campos productores de gas natural están localizados en la Guajira, fueron hallados por Texas en 1.973 y su desarrollo se ha realizado en asocio con ECOPETROL. En 1.991 dichos campos produjeron el 70% del total de gas suministrado al país (281.000 MBTU/día). Los demás campos existentes aportaron 120.000 MBTU/día, de los cuales un 88% se originó en los yacimientos de Santander.

Además de los campos de Chuchupa, Ballena y Riohacha en la Guajira, por el sistema de asociación se han encontrado otros campos como los de Castor y Sucre en la Costa Atlántica, y los hallazgos recientes de gas y petróleo en Cusiana y el campo gasífero de San Pedro en Córdoba.

Por el sistema de concesión es importante la producción del gas de Provincia en Santander y el gas de Dina y Tello, fuentes de gas para Neiva y sus alrededores.

ECOPETROL, por su parte también ha encontrado varios yacimientos de gas natural. El más importante es el de Apiay, producción asociada con crudo, que abastece a Villavicencio y parte de Bogotá, con un aporte de 2.700 MBTU/día.

Sobre la evolución que tendrá la oferta del gas en el futuro, posteriormente, en el Capítulo "Planes de Producción, Transporte y Distribución", literal H. del estudio, se presenta este tema.

#### *Transporte.*

Actualmente el gas natural es transportado desde los campos productores hasta los centros de consumo por gasoductos de uso público. La mayoría de estos gasoductos pertenecen a compañías privadas o de capital mixto. ECOPETROL ha suscrito contratos de uso exclusivo de estos ductos, con el fin de transportar tanto el gas de su propiedad como el gas comprado a las Asociaciones en boca de pozo. El gas de las concesiones lo transporta generalmente el concesionario, en virtud de sus compromisos contractuales.

Por lo tanto, ECOPETROL es la encargada de entregar el gas en la puerta de los grandes consumidores o a la entrada de cada población, donde lo reciben empresas de distribución urbana, quienes se encargan de conducirlo hasta las viviendas, o industrias que queden dentro de la población.

#### *Destino de la Producción*

En la actualidad de los 401.000 MBTU/día producidos el 45% se

destina a la alimentación de plantas termoeléctricas, para propósitos industriales y petroquímicos el 27%; ECOPETROL autoconsume el 23%, y el resto (5%) abastece el sector residencial y como gas comprimido.

El mayor consumo zonal lo tiene la Costa Atlántica (68%), primer polo de producción de gas. El consumo en generación eléctrica y en la industria de Barranquilla y Cartagena, son las principales fuentes de demanda de gas en esta región del país. Valga la pena anotar que ECOPETROL subsidia fuertemente el consumo de gas en las plantas de Corelca y en sus electrificadoras subsidiarias.

En Santander los mayores campos productores (Provincia y Payoa) están en declinación, por lo que existe restricción al crecimiento del consumo y limitaciones para suministro al sector eléctrico regional. El 85% del gas de esta zona es consumido por el Complejo Industrial de ECOPETROL en Barrancabermeja.

En la zona del Huila existen excedentes de gas (campos Dina y Palermo), pero en corto tiempo se le dará uso para atender el servicio de gas a poblaciones cercanas a Neiva.

La producción de gas en Apiay atiende las necesidades del mismo en Villavicencio y el resto es traído a Bogotá, en donde se espera llegar a un cubrimiento para 260.000 familias. La producción disponible para estas dos ciudades es de 9.1 MPCD.

El auge en el consumo, aunque no significativo en el total

pero si en sus beneficios, ha sido en el uso residencial y en el transporte.

A pesar de que los primeros pasos tendientes a masificar el uso del gas natural se dieron en la segunda mitad del decenio de los 70, el verdadero avance del programa, lo impulsó el Estado con la orientación y reglamentación oficializada en agosto de 1.986. Como resultado de ese impulso el programa de gas residencial ha beneficiado a más de 400.000 nuevos usuarios.

Si bien las cifras anteriores, han significado ingentes esfuerzos por parte del Gobierno y de las empresas distribuidoras, reflejan que el país se encuentra apenas en los albores de la industria del gas, muy lejos del desarrollo logrado por países como Argentina y mucho más de países europeos donde el gas natural tiene historia centenaria.

Para poder ampliar la cobertura residencial ha sido necesario conectar los centros productores de gas natural con los centros de consumo, ampliando la red de gasoductos existentes, cuya longitud era de solo 1.356 kilómetros.

En los últimos cuatro años se han construido cerca de 500 kilómetros de gasoductos adicionales y se han iniciado o se iniciarán en corto tiempo nuevos proyectos.

El uso de gas natural comprimido (GNC) comenzó a finales de 1.986 en las ciudades de Cartagena y Neiva. Después de una etapa de tropiezos de tipo técnico y de desconfianza por



parte de los propietarios de los vehículos, el programa se ha ampliado a las ciudades de Barranquilla, Santa Marta, Sincelejo y próximamente a Riohacha, Montería y Valledupar, todas ellas en la Costa Atlántica.

Se cuenta con 14 estaciones de servicio y 1.900 vehículos convertidos, de los cuales la mayor parte son buses de transporte urbano. Se proyecta llegar a 7.500 vehículos convertidos en 1.994, en estas zonas del país. El potencial del GNC en otras regiones del país es importante, especialmente en Bogotá, donde ya se comprobó la bondad de su utilización a pesar de la gran altura de la ciudad sobre el nivel del mar.

### B.3 ELECTRICIDAD

La capacidad efectiva en 1.991 del subsector Eléctrico fue de 8356 MW, donde se tiene una alta componente hidráulica, que corresponde al 78% de la capacidad total, la parte térmica corresponde el 22%. En la Tabla 1 se presenta la composición de la generación por empresa y las capacidades instaladas efectivas por planta.

El factor de carga del sistema, durante el último quinquenio, ha sido de 0,65. La generación del sistema durante el año de 1991 alcanzó los 35325 GWh, de los cuales 27679 GWh correspondieron a la generación hidráulica, la generación térmica fue de 7646 GWh y las importaciones provenientes de Venezuela, Ecuador y compras a los autoprodutores nacionales, totalizaron 260 GWh. De los 7646 GWh de

HIDRAULICAS			TERMICAS			TOTAL	
Nombre	Capacidad	Año Entr. (2)	Nombre	Capacidad	Año de Entrada (2)		
E E B (3)							
Laureana (5)	72.0	1960	Termozipa III (5)	66.0	1976	1158.5	
Salto I	20.0	1963					
Salto II	70.0	1963					
Colegio	300.0	1962					
Cancas	50.0	1970					
Paraiso-La Guaca	580.5	1986					
	1092.5			66.0			
E E P P H (3)(7)							
Rio Grande	73.5	1956				1367.9	
Piedras Blancas	26.4	1958					
Troneras	36.0	1958					
Guadalupe III (4)	270.0	1971					
Guatape I, III	560.0	1971 / 79					
Aviro	19.0	1983					
Guadalupe IV (8)	201.0	1985					
Playas	200.0	1988					
	1367.9						
C V C (3)(7)							
Bajo Anchicaya (4)	57.0	1957	Termoyumbo	45.0	1962	849.0	
Caliza I	120.0	1957					
Alto Anchicaya (4)	345.0	1974					
Rio Cali	2.0	-					
Salvajina	270.0	1985					
	804.0			45.0			
I C E L (3)							
Palmas - San Gil	18.0	1960	Paipa I	33.0	1963	866.5	
Esmeralda	30.0	1963	Tibu	15.0	1965		
San Francisco	135.0	1969	Barranca I, II	24.5	1970		
Rio Mayo	21.0	1969	Paipa I	10.0	1972		
Prado	49.0	1973	Palenque III	15.0	1972		
Rio Negro	10.0	1974	Paipa II	66.0	1975		
Florida II	24.0	1975	Barranca III	26.0	1978		
Insula	21.0	1979	Paipa III	28.0	1982		
Hidraulicas Menores	53.0	-	Palenque IV, V	35.0	1982		
			Barranca IV	30.0	1983		
			Tasajero	150.0	1985		
	347.0			518.5			
C O R E L C A (3)							
			El Rio I a VII	19.0	1946 a 1956		1072.0
			Coepique I, II, V, VI, VII	23.0	1950 a 1956		
			La Union a IV	25.0	1950 a 1956		
			El Rio VII a X	24.0	1953 a 1974		
			Rio Mar	7.0	1954 a 1974		
			Coepique III, IV	19.0	1967 / 1965		
			Chini I a IV	27.0	1967 a 1971		
			Termobarranquilla I, II	102.0	1972 / 1973		
			Termobarranquilla V, VI	32.0	1977		
			Termocartagena I, II	132.0	1977		
			Barranca I, II	26.0	1978		
			Termobarranquilla III, IV	130.0	1980		
			Termocartagena III	69.0	1980		
			Termoquira I	160.0	1983		
			Termoquira II	160.0	1987		
			Flores (6)	99.0	1982		
				1072.0			
C H B (3)							
Betania	500.0	1967				500.0	
I S A (3) (5)							
Quivor I	500.0	1977	Termozipa IV	66.0	1981	2542.0	
Quivor II	200.0	1982	Termozipa V	66.0	1985		
San Carlos I	620.0	1984					
San Carlos II	620.0	1987					
Jaguas	170.0	1988					
	2410.0			132.0			
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO (7)							
	5521.4			1834.5		8355.9	
	79.2			21.8		100.0%	

(1) En estas capacidades no se incluyen autoprodutores ni algunas de las centrales menores que abastecen localidades que no se encuentran interconectadas a los subestaciones principales.  
 (2) Cuando existen varias unidades y solo se especifica un año, este corresponde al de la ultima unidad.  
 (3) EEB - Empresa de Energia de Bogotá, EEPH - Empresas Publicas de Medellin, CVC - Corporación Autónoma del Cauca, IEA - Instituto Colombiano de Energia Eléctrica, CORELCA - Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CHB - Central Hidroeléctrica de Betania, ISA - Interconexión Eléctrica S.A.  
 (4) En estas centrales la capacidad nominal es menor que la efectiva porque trabajan con factor potencia mayor que el nominal.  
 (5) Plantas que se encuentran en reconstrucción, 36.5 MW en Salto I, 65 MW en Termozipa y 9 MW en Calderas.  
 (6) Reparación de una unidad de 33 MW.  
 (7) No se consideran 10.3 MW de Hidráulicas Menores de Antioquia, y 10.4 MW de Hidráulicas Menores de CVC. Al incluir estos valores el total sería 8380.1 MW.  
 (8) Guadalupe IV posee 3 unidades de 72 MW cada una, pero por capacidad turbinada la potencia efectiva de la central es 201 MW.

generación térmica. 70% se generaron con gas, 29% con carbón y 1% con Fuel Oil y A.C.P.M.

La evolución del índice de pérdidas eléctricas llegó a representar en 1.988 valores equivalentes al 24.3% de la demanda atendida, a partir de ese año ha presentado una caída significativa que las sitúa en 1.991 en el orden del 21% de la demanda atendida, 35325 GWh. De estas pérdidas el 13% corresponde a pérdidas técnicas y el 8% restante son no técnicas. Estas pérdidas son todavía altas y por lo tanto susceptibles de reducirlas a niveles comparables con los de otros países.

La tasa de la oferta subsectorial representa en la década de los ochenta un crecimiento anual del 5.6% en la generación total, alcanzando un valor de 4.4% en 1.991. En términos de potencia el incremento anual de la potencia máxima durante esa década fue del 5.2% y del 5.1% en 1.991.

#### Grado de Integración de los Centros de Producción.

La red de transmisión en Colombia se mantuvo en tensiones inferiores a 115 Kv hasta la década de los años 60. Las redes sirvieron principalmente para conectar subestaciones de demanda y plantas de generación de orden regional. Al aumentar las necesidades se requirieron líneas de 220 kv para conectar centrales de mayor capacidad. Este mismo nivel de tensión fue el adoptado para interconectar los sistemas eléctricos de las empresas que conformaron la sociedad de interconexión -ISA-. Esta red central de interconexión une mediante líneas de transmisión de doble circuito, los

sistemas eléctricos de Bogotá, Medellín, Cali y Manizales, y se encuentra en operación comercial desde 1.971. En el conjunto de líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Colombiano debe destacarse la interconexión entre las redes del interior del país y la Costa Atlántica mediante la primera línea a 500 kV en Colombia.

El Sistema Interconectado Nacional a finales de 1991 tiene una red de transmisión que comprende 524 km de líneas de 500 kV, 7096 km a 230 kV, 6340 km a 115 kV.

En la actualidad está en construcción la línea de interconexión con Venezuela con capacidad final de 200 MW, entrará en operación en Octubre de 1992. Se construye además el segundo circuito a 500 kV a la Costa Atlántica y las líneas a 230 kV Pasto-Tumaco y San Carlos-Comuneros programadas para entrar en 1993 y 1994 respectivamente. Próximamente se iniciará la construcción de las líneas La Mesa - Mirolindo y Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta, además la subestación La Reforma. Están pendientes de financiación los proyectos a 230 kV Cerromatoso - Urabá, Cuestecita - Valledupar y Pasto-Mocoa.

El costo incremental promedio de largo plazo (CILP) para el sistema de transmisión está entre 3.6 y 4.1 US mills/kwh.

#### **Destino de la Oferta**

En la Figura 1 se presenta el destino que tiene la producción eléctrica, discriminado por sectores.

Se resalta el 47.4% de la oferta se destina al consumo residencial, valor que se considera atípico y muestra la necesidad del uso de sustitutos como el gas para los procesos de cocción de alimentos, después de lo cual este valor podría estar alrededor del 30%, lo que a su vez significa una mayor disponibilidad de electricidad para el sector industrial y otros.

#### B.4 CARBÓN

La historia moderna del carbón en Colombia se inició, básicamente, con la decisión de explotar, a gran escala, las reservas del Cerrejón (Guajira).

Es así, como mientras al inicio de la década del 70 la producción era de 2.5 Mt/año, al final de la misma se obtenían 4.1 Mt/año. En ese entonces el proceso productivo se caracterizaba por la informalidad minera con baja tecnificación, y por ende, intensivo uso en mano de obra. Existían un gran número de unidades de producción, no menos de 1.500.

La década del 80, inicia con una producción de 4.1 Mt/año, y al final de la misma alcanza casi los 20 Mt/año. Es decir, 5 veces más en 10 años. Este salto cuantitativo se originó por el cambio tecnológico en los sistemas de producción, a raíz del desarrollo carbonífero del Cerrejón, en donde mediando la década ya se habían logrado niveles de producción equivalentes a la producción nacional tradicional. El despegue en la producción en esta mina junto con una

participación creciente en el mercado internacional, sirvieron para estimular la actividad exploratoria y de producción en otras áreas de reconocida importancia carbonífera con ventajas comparativas para la exportación. Los desarrollos en el Cesar son un ejemplo de ello.

La evolución de los niveles de producción conllevó a variaciones de la base productiva: De 1.579 explotaciones mineras registradas en 1.983, un 99% era pequeña minería con una producción nacional de 4.9 Mt/año. En 1.988 se encontraron 1.200 minas, de las cuales 96% correspondieron a la clasificación de pequeña minería.

La pertenencia de los volúmenes de producción es bien diferente en estos dos puntos de comparación. Mientras que en 1.983 la pequeña minería aportaba alrededor del 50% del total de la producción, en 1.988 la pequeña minería, alrededor de 1.100 minas, sólo producían 18% del total.

El complemento de la producción, en cada caso, era aportado por la mediana y la gran minería, las cuales eran 16 en 1.983, y se incrementaron a 88 en 1.988.

Actualmente, la mediana y gran minería siguen en proceso de crecimiento para suplir mercados internacionales y cada día están más distanciados de los niveles de producción con respecto a la pequeña minería. En efecto, de una producción actual (estimación 1.992) cercana a los 24 Mt/año, la producción de la gran minería (Zona Norte y Zona Central) cubre el 62%; la mediana minería el 17% con un aporte de 3.7 Mt/año, de las cuales 2.6 Mt/año se exportan, y sólo una

quinta parte de esta producción proviene de la pequeña minería.

#### *Oferta Futura*

Hacia el futuro la evolución seguirá con una minería altamente tecnificada y con incorporación de nuevos proyectos lo cual redundará en incrementos de la producción. La mediana y pequeña minería aumentarán sus volúmenes de producción pero pierden importancia relativa en la producción total.

La producción esperada de carbón en Colombia, hacia mediados y fin de la presente década, deberá ser de 34.5 Mt/año y 47.1 Mt/año respectivamente. Estos topes alcanzan, con respecto a la producción actual (23.7 Mt/año), tasas de crecimiento de 13.3% y 9.0% promedio anual interperiodos. El crecimiento es explicado en gran medida por el auge en la gran minería que de 15 Mt/año actuales espera pasar a 25 Mt/año y 37 Mt/año en los años 1.995 y 2.000, respectivamente; lo cual conlleva a una tasa promedio anual de 18.6% entre 1.992-1.995 y de 11.8% entre 1.995/2.000.

La mediana minería deberá pasar de 3.7 Mt/año actuales a 4.0 Mt/año en 1.995 y 4.5 Mt/año en el año 2.000, con tasas de crecimiento 2.2% y 2.5% respectivamente, promedio anual interperiodos.

A su vez, en la pequeña minería se espera pasar de 4.9 Mt/año actuales a 5.4 en 1.995 y a 5.7 en el año 2.000; o sea el

crecimiento sería mínimo, a causa de una demanda interna relativamente estable que apalanca poco el desarrollo de este segmento de la oferta carbonífera.

#### *Destino de la Oferta*

##### *Oferta de Mercado Interno*

La mediana y pequeña minería producen para consumo interno 7,3 Mt/año.

Esta oferta en un 87% se consume en la misma región productora. El complemento, alrededor de 0.70 Mt/año, se hace interregionalmente.

El transporte del carbón para el consumo interno casi en su totalidad se realiza por carretera (ocasionalmente por vía férrea). La distancia promedio en el mercado intraregional es de 87 km y para el interregional alcanza un promedio de 380 km. La distancia promedio para el total de carbón que se comercializa en el país es de 125 km.

El valor promedio de la t/km de carbón que se moviliza en el país para el consumo interno sólo es de US\$ 0.05, con rango entre US\$ 0.04 y US\$ 0.08 para el mercado intra e interregional respectivamente.

##### *Oferta Mercado de Exportación*

En la actualidad (1.992) el 70% de la producción colombiana



tiene como destino el mercado internacional (17 Mt/año). Los aportes a este volumen por clase de minería son : Gran minería 82% (14 Mt/año); mediana minería 13% (2.2 Mt/año). El restante 5% proviene de la pequeña minería (1.0 Mt/año), representado en carbones que provienen del interior del país y del Norte de Santander, aproximadamente la mitad son metalúrgicos que se comercializan en forma de coque.

#### **Transporte**

El transporte del carbón a puerto de exportación se hace en un 80% por ferrocarril; para el 20% restante se utilizan tractomulas.

El carbón de la gran minería (El Cerrejón Zona Norte) recorre 150 km de la mina a Puerto; el de la mediana minería en promedio 400 km, en tanto que el del interior del país hace un recorrido en promedio de 1.500 km.

En la Guajira se cuenta con un puerto de altas especificaciones; además existen tres puertos con capacidad media de embarque, en Barranquilla, Cartagena y Santa Marta. Con el propósito de cubrir el mercado del Pacífico. (Suramérica y Lejano Oriente) se han iniciado embarques por Buenaventura.

#### **B.5 FUENTES NO CONVENCIONALES**

Entre estas fuentes se encuentra la biomasa, sus dos mayores orígenes son la leña y el bagazo; las pequeñas centrales

hidroeléctricas y la energía solar.

#### BIDMASA

##### La Leña.

Actualmente se estima que, para consumo energético, en el país, se destinan del orden de los 12 millones de toneladas de leña al año. Es decir, a nivel de energía primaria con este recurso se tendría una capacidad equivalente a los 4 millones de TEP/año. Sin embargo, sólo una mínima parte de esta cantidad se convierte en energía útil, por las grandes pérdidas ocurridas en el proceso de convertibilidad.

Por las graves consecuencias al medio ambiente que causa una deforestación de la magnitud antes indicada, el uso de este recurso debería estar acompañado de unas políticas encaminadas hacia su sustitución por otros energéticos.

##### El bagazo

En Colombia se producen alrededor de 7 millones de toneladas de bagazo al año, cuyo valor en energía primaria se estima en 1,3 millones de TEP/año; y sólo una mínima parte de este potencial revierte en energía útil.

Otras fuentes de biomasa son la cascarilla de arroz, los desechos de la palma africana y del café; estos últimos no utilizados en el momento.

### Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Se clasifican en esta categoría las plantas cuya capacidad instalada efectiva sea menor a 10 MW.

El potencial nacional para estos efectos se estima por encima de los 25.000 MW, de los cuales se están aprovechando en la actualidad 150 MW.

Con estas disponibilidades sería conveniente impulsar el desarrollo de este recurso como una alternativa donde compita económicamente con la opción de suministro eléctrico a través de redes alimentadas del sistema interconectado.

### Energía Solar

Se estima una capacidad instalada cercana a los 30 MW, relacionada casi en su totalidad con sistemas de calentamiento de agua para uso doméstico. La capacidad fotovoltaica instalada en el país es aproximadamente de 3MW, mayoritariamente colocados en el sector de telecomunicaciones (TELECOM), y en mucho menor escala es utilizada en fincas.

## **B.6 VISION CONSOLIDADA**

En la actualidad la producción energética total del país, a nivel de energía primaria, está compuesta de la siguiente manera:

RECURSO	PRODUCCION (MTEP/Año)	%	DESTINO		Exp. (MTEP/Año)
			NAL (MTEP/Año)	%	
Petróleo y					
Derivados	20,2	46	8,3	43	11,9
Gas Natural	1,5	3	1,5	8	--
Hidroelectricidad	2,2	5	2,2	11	--
Carbón	15,3	34	2,1	11	13,2
Leña/bagazo/otros	<u>5,4</u>	<u>12</u>	<u>5,4</u>	<u>27</u>	<u>--</u>
TOTALES	44,6	100	19,5	100	25,1

FUENTE: DNP

De acuerdo a la situación antes mostrada el 43% de la producción nacional abastece el mercado interno, y el 57% restante se destina a la exportación, de petróleo (27%) y carbón (30%).

Estas exportaciones han presentado un gran alivio para la balanza comercial del país en los últimos años y tal como se mencionó antes sus expectativas hacia el inmediato futuro es que aumenten.

La oferta para consumo nacional, a nivel de energía primaria, refleja una participación del 43% para el petróleo, seguido a continuación del renglón de la leña, bagazo y otros no convencionales con un 27%, luego viene la contribución de la electricidad con el 11%, el carbón con el mismo 11% y por último el gas natural con el 8%.

El petróleo crudo se destina básicamente a las refineries en donde se obtienen los siguientes productos principales: Gasolinas, kerosenes, diesel oil, fuel oil, gas licuado, gas de refinería y otros productos no energéticos de la cadena petroquímica. De esta producción 60.000 barriles diarios de fuel oil se exportan.

La leña con una participación del 27% en la oferta primaria, tiene muy poca presencia a nivel de energía útil debido a su bajísima eficiencia, y esto, más el impacto ambiental hace evidente la conveniencia de reducirle esta participación por la vía de la sustitución. Por el contrario a nivel de otras fuentes no convencionales sería muy apropiado incrementar su utilización.

En el caso del gas natural, 70% de su producción es utilizada en la alimentación de termoeléctricas en donde su nivel de eficiencia está en un 23%, viene esto a significar que en su contribución útil también es baja. En cambio en el sector residencial en donde su eficiencia es bastante alta su presencia solo alcanza el 5% de la producción (19 MPCD).

Esta poca asignación de gas y de otros recursos para uso residencial hace que el peso de este abastecimiento recaiga en el subsector eléctrico que aporta el 47,4% de su producción a este destino; el cual podría reducirse a 30% si se intensifica un plan de sustitución que sea iniciado con el gas natural. Este cambio de destino a la electricidad es muy conveniente hacerlo por resultar más económico para el país. También podría buscársele una mayor participación del gas en la industria con iguales fines.

En cuanto al carbón un 40% de la participación en la oferta nacional (2,4 millones de toneladas/año), se destina a abastecer plantas termoeléctricas y en esa asignación existe una alta potencialidad para aumentar su presencia. Los otros destinos domésticos han tenido en el transcurso del tiempo poco incremento, lo cual hace pensar que allí también hay necesidad de estudiar la posibilidad de incrementar su uso.

En síntesis, la composición de la oferta para el consumo nacional de energéticos es susceptible de ser mejorada a partir de un adecuado manejo de la demanda y de una mejor reasignación de los insumos disponibles.

#### C. POLITICAS DE PRODUCCION TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

El sector energético nacional ha tenido al Estado como el agente relevante en todos los sentidos de su desarrollo, a excepción de la actividad exploratoria y productiva de petróleo crudo, y el carbón en donde la participación del sector privado ha sido importante como inversionista.

Las políticas del Estado han apuntado hacia planteamientos subsectoriales independientes entre sí, en vez de un enfoque globalizado que busque la optimización de todo el sistema energético, visto como un todo.

En este contexto, las políticas subsectoriales se aprecian en el siguiente estado:

### C.1 PETROLEO

La política petrolera en nuestro país está orientada a garantizar el autoabastecimiento de crudo en el largo plazo y a consolidar la condición exportadora lograda en los últimos años.

Actualmente las actividades de exploración y producción se llevan a cabo mediante tres modalidades: Actividad directa de ECOPEPOTROL, Contratos de Asociación y Contratos de Concesión (abolido en 1974).

Para cubrir adecuadamente las áreas sedimentarias potenciales, se requiere de la participación del capital extranjero en la actividad exploratoria debido a los grandes montos de inversión requerida y al riesgo que implica esta actividad, no pueden ser asumidos solamente por ECOPEPOTROL. La exploración debe incrementarse, manteniendo una perforación aproximada de 70 pozos exploratorios anuales, con miras a asegurar la autosuficiencia del país más allá del año 2000. La actividad asociada es fundamental para el logro de este propósito, sin dejar a un lado la importante estrategia de la actividad directa que desarrolla la Empresa Estatal, la cual debe continuar, buscando mayor eficiencia y aplicando las tecnologías más apropiadas.

Se requiere ampliar el radio de acción, tanto de la actividad directa como de la asociada, hacia cuencas frías o inactivas, que por encontrarse alejadas de la infraestructura existente, no han sido exploradas. Para incentivar la actividad en esas cuencas, se cuenta con contratos de asociación flexibles, en

los cuales, adicional a los ya tradicionales, ECOPETROL entra a compartir el riesgo de la exploración con la compañía asociada, para luego distribuir la producción de acuerdo con la participación pactada.

Por lo tanto para lograr una adecuada cobertura de exploración, los contratos de asociación deben seguir siendo la principal herramienta de vinculación de la inversión foránea a esta actividad en el país, teniendo en cuenta que se ha demostrado que Colombia ha sabido contratar y se encuentra entre los países que mejores beneficios obtiene de su contratación petrolífera.

En cuanto a la actividad directa de ECOPETROL, se trabaja con planes quinquenales que representan para esta empresa la máxima prioridad en sus acciones, y como resultado de la misma se apunta a mantener una presencia estratégica y significativa del Estado en este subsector.

En cuanto a la refinación y transporte de productos, el objetivo fundamental es responder en forma eficiente y económica al abastecimiento nacional de los combustibles derivados del petróleo.

Para el cumplimiento de este fin se requiere adecuar la infraestructura de refinación del país y la ampliación de su red de poliductos. Con la actual capacidad de refinación se satisface la demanda de destilados medios, pero solo se cubre el 75% de la demanda de gasolina por lo cual el país requiere importar el déficit. Con el fin de cubrir la demanda creciente de este combustible en el mediano y largo plazo es



conveniente para el país contar con una capacidad de refinación adecuada. Para esto, es prioritario impulsar la construcción de la Nueva Refinería del Magdalena Medio con capacidad para procesar 100.000 Bles/día de petróleo.

En lo referente al transporte de crudo, sus inversiones y su gestión, deben ser definidos en función de las necesidades y conveniencias propias de cada proyecto, buscando la participación del capital privado en conjunción con el capital estatal.

La distribución de combustibles la realiza en forma eficiente el sector privado, a través de distribuidores mayoristas, y no requiere participación del Estado en forma directa y exclusiva. Un sano criterio de libre competencia debe mantenerse en esta actividad, garantizando el libre acceso de los empresarios y en donde el margen de rentabilidad sea determinado por la eficiencia.

Las empresas regionales de distribución de combustibles conformadas con capital mixto -TERPELES-, se hace necesario capitalizarlas con el objeto de aumentar su participación en el mercado nacional de combustibles y lubricantes. La política sobre este particular consiste en competir con las multinacionales, agilizar la conformación de las sociedades y disminuir la participación de ECOPEPETROL.

## C.2 GAS NATURAL

En el pasado, las políticas del subsector no despertaron

mayor interés exploratorio hacia el hallazgo de reservas adicionales de gas por la carencia de un mercado nacional lo suficientemente amplio; toda vez que al no poderse exportar, es un producto cuya comercialidad depende de la demanda local existente. Si a este hecho, se acompaña el que los precios de este energético hayan permanecido por debajo de sus costos de producción y transporte; todo esto se refleja en el lento desarrollo que ha tenido.

En los últimos años se han realizado significativos esfuerzos para extender la cobertura del gas en la Costa Atlántica, Santander, Huila y el sur de Santafé de Bogotá; y además a partir de 1.986 las compañías asociadas incrementaron sus esfuerzos en procura de nuevas reservas de gas. Sin embargo en este desarrollo aún persisten los subsidios, y la contribución del gas en la canasta energética del país sigue siendo exigua.

En la actualidad, el Estado ha establecido una nueva política para el gas, orientada a darle a este energético un posicionamiento relevante en el contexto energético nacional.

En este sentido el CONPES aprobó el programa para la masificación del consumo de gas, cuyo objetivo a largo plazo es obtener una distribución del consumo final que se refleje en una matriz más equilibrada.

La estrategia para incrementar aceleradamente el consumo de gas tiene los siguientes componentes:

- Masificar el consumo de gas propano para introducir una

"cultura" hacia el gas en los hogares colombianos.

- Incentivar la participación privada en la producción y comercialización de energía.
- Acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios.
- Optimizar la utilización de las reservas de gas natural disponibles, mediante la construcción de la red de transporte de cobertura nacional.

Consecuente con la estrategia planteada, la penetración de la oferta de gas se adelantará en las siguientes fases:

En los primeros dos años se aumentará la oferta de propano, incrementando la producción interna e importando los volúmenes requeridos por parte de distribuidores particulares y ECOPEPETROL. Paralelamente, se continuará con los programas de gasificación en las zonas conectadas.

En los siguientes dos años se completará la masificación del consumo de gas natural en la Costa Atlántica y Bucaramanga, para lo cual es necesario incrementar los sistemas de distribución local y construir previamente la primera etapa del sistema troncal de gasoductos del país. Así mismo, se iniciará la distribución del gas proveniente de Cusiana en Bogotá y en el área de influencia del proyecto.

En el mediano plazo se llevará gas natural y propano a más de 3.7 millones de familias con la consolidación de la red

troncal y de distribución necesaria en los principales centros de consumo del país.

Con este marco de referencia se espera contar en el futuro con una oferta de gas dirigida a sus usos más eficientes con aumento de la participación del sector privado y una selectiva disminución del consumo de otros energéticos.

### C.3 ELECTRICIDAD

Tal como se expone en el proyecto de Ley Eléctrica, este subsector ha sido objeto de las preocupaciones del Gobierno Nacional por su alto nivel de inversión y endeudamiento, lo cual ha ocasionado serios trastornos en el manejo macroeconómico, y por deficiencias de índole administrativo y de gestión gerencial han propiciado un crecimiento de costos internos por encima de los índices de inflación.

Los elevados costos de prestación del servicio, los rezagos en las tarifas y la baja capacidad de ahorro de las empresas, entre otros factores, han colocado las finanzas del subsector en condiciones precarias. El nivel de endeudamiento alcanzado y su iliquidez crónica, que se ha acentuado notoriamente desde mediados de la década pasada, han producido una delicada situación de insolvencia en la mayoría de las empresas eléctricas.

De momento, dos acciones importantes están formuladas como Proyectos de Ley para reorientar esta situación. Son ellos, la Ley Eléctrica y la de Servicios Públicos Domiciliarios.

El proyecto de "Ley Eléctrica" es el pilar fundamental del programa de reordenamiento del subsector que ha puesto en marcha el Gobierno Nacional, el cual tiene los siguientes lineamientos generales: la definición de reglas de juego estables y más cercanas a la economía de mercado, que incentiven participación privada; la separación entre el papel regulador y normativo del Estado y sus actividades empresariales; la promoción de la competencia en aquellas actividades donde ella sea posible; la redefinición del esquema de subsidios, introduciéndolos solo a usuarios de bajos ingresos, provenientes de recursos fiscales; una planeación con carácter indicativo, que permita a los distintos agentes tomar sus decisiones libremente; la búsqueda de soluciones alternativas de suministro para las áreas rurales donde resulta muy costoso llevar la energía de la interconexión eléctrica; la modificación de la estructura institucional para aumentar la eficiencia en la administración, eliminando factores que perturban su buena marcha; y el saneamiento financiero de las empresas del subsector, especialmente a través de la capitalización de ISA.

El ámbito del proyecto comprende el régimen general de las actividades de generación, transmisión y distribución de la electricidad.

#### C.4 CARBON

El Estado mantiene el interés de aumentar la participación del carbón térmico en el mercado internacional, para lo cual

*estimula la vinculación del capital privado para estos fines. En esta gestión, promueve el desarrollo y venta de proyectos a nivel nacional e internacional.*

*En cuanto al desarrollo de la exploración se tiene como política que ésta debe ser cubierta con inversión privada y no por parte del Estado. No obstante, el Estado mantiene como política el reconocimiento geológico del país con miras a identificar y evaluar nuevas áreas con prospectos carboníferos.*

*Respecto a la actividad de explotación del mineral destinada a satisfacer las necesidades del mercado interno, se busca el fortalecimiento del estamento productivo con una gestión del Estado encaminada a promover y orientar la prestación de servicios de asistencia técnica a los mineros y el apoyo financiero requerido dentro del marco jurídico establecido.*

*Por otro lado, con el propósito de racionalizar el proceso comercial, el Estado propicia la creación y desarrollo de empresas comercializadoras así como el fortalecimiento de las cooperativas del subsector.*

*En cuanto al transporte, el Estado ha efectuado algunas gestiones tendientes a propiciar un adecuado sistema de movilización y embarque.*

#### **C.5 FUENTES NO CONVENCIONALES**

*Las políticas del Estado se han encaminado a promover el*

*aprovechamiento de estas fuentes mediante asistencia técnica y formulación de programas y proyectos de carácter puntual.*

*Sería conveniente definir al respecto una política de cobertura nacional, con esquemas modulares que le den mayor viabilidad a la provincia para la generación de energía con sus propias fuentes.*

#### **C.6 VISION CONSOLIDADA**

*Las políticas subsectoriales es conveniente diferenciarlas a dos niveles: de una parte, a un nivel macro deberían provenir de un análisis de conjunto que articule la función de cada subsector y oriente la preeminencia del desarrollo del uno con relación a los demás; y de otra, las específicas para cada subsector. Con un enfoque de esta naturaleza se tendería hacia una optimización de sus recursos energéticos, pues antes de configurar planes concretos se requieren definiciones previas para el sector en su conjunto.*

*De otro lado, la definición de la participación del sector privado, en actividades a cargo del Estado, el nuevo papel del mismo Estado, la descentralización de la economía, y en fin la política general de modernización, aparecen como marcos que inciden también en el sector energético nacional, y por tanto, su consideración prevalece por encima de la misma política sectorial.*

*En resumen, las políticas en el sector energético y los criterios que las acompañan deberían tener una correlación.*

con las formuladas para todos los sectores de la economía; y a partir de allí plantear el marco de la política energética nacional, para luego desembocar en políticas subsectoriales. En todo este proceso de definiciones sería muy conveniente la convergencia de opiniones y criterios surgidos de los diversos estamentos del Estado.

#### D. ESTRUCTURA DE COSTOS DE PRODUCCION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

Para el análisis de estos costos se tuvieron en cuenta dos criterios básicos de valoración: Para los energéticos que son comercializables internacionalmente su valoración se aprecia de conformidad con sus costos de oportunidad, como en el caso del petróleo y sus derivados, y del carbón de exportación. En cambio, los energéticos solo comercializables al interior del país, su costo económico se estima como el costo incremental promedio de producción en el largo plazo.

De conformidad con estos criterios, la valoración de los energéticos del país son:

##### D.1 PETROLEO

Toda vez que el petróleo y sus derivados refinados son bienes comerciados internacionalmente, para la valoración económica de los mismos se considera apropiado emplear el criterio de sus costos de oportunidad.



Al amparo de este criterio, el petróleo crudo se valoriza de acuerdo con su precio FOB, puerto de exportación.

A su vez, para el productor, los costos de oportunidad de los productos refinados serán del siguiente tenor:

Para productos importados es el precio CIF más los costos de transporte del puerto a la Planta de Abasto.

Para productos exportados es el precio FOB menos costos de transporte de la refinería al puerto de exportación, más costos de transporte de la refinería a la Planta de Abasto.

El costo final del producto es entonces el costo para el productor más los costos marginales de distribución.

En este contexto, los costos de oportunidad de los energéticos del subsector del petróleo y sus derivados se pronostican según se muestran en las Tablas 2 y 3.

Los dos escenarios en que se presentan las valorizaciones, corresponden a la interpretación de la realidades existentes y a las expectativas del comportamiento futuro que tendrá el comercio internacional del petróleo, dentro del contexto de la actividad económica mundial.

Para los fines de valorizar el transporte, el costo unitario medio es de US\$ 0.004/km-bl para crudo, y de US\$ 0.007/km-bl para productos; excepto para Fuel Oil que se moviliza por carrotanque. En cuanto a los costos de distribución, la suma de los márgenes del mayorista y del minorista son 2.1 US\$ Bl..

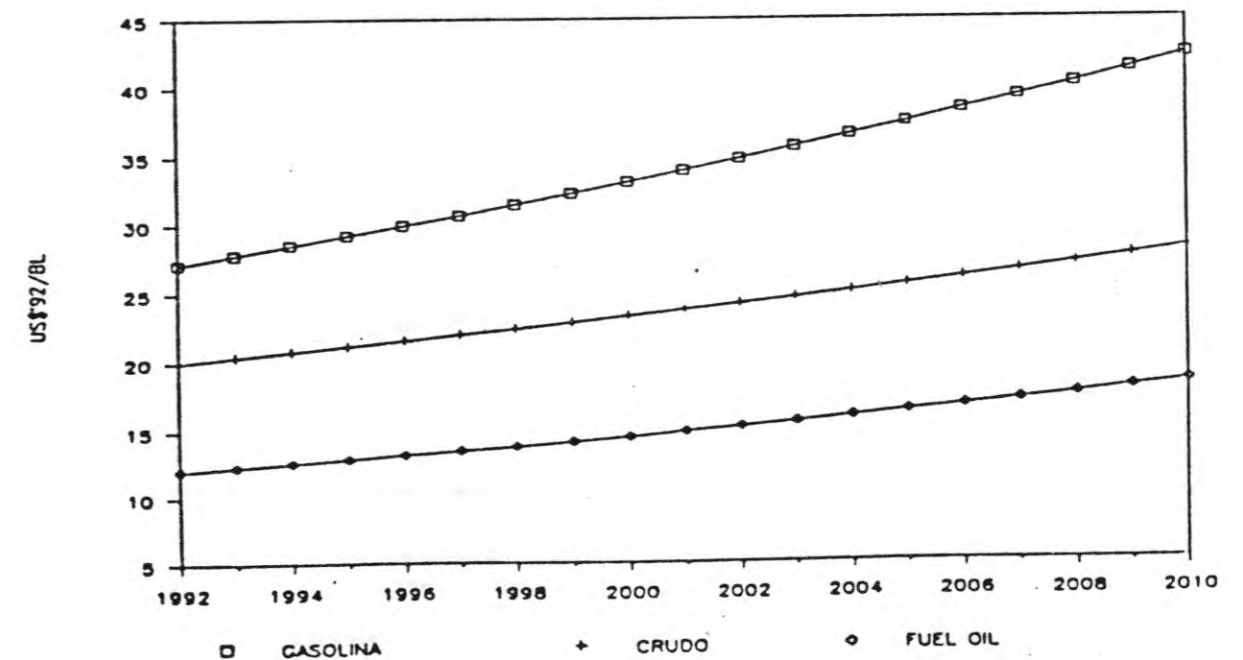
DIRECCION DE PLANEACION CORPORATIVA  
 ESCENARIOS DE PRECIOS DE PRODUCTOS Y CRUDO  
 DOLARES POR BARRIL, CONSTANTES DE 1992

ESCENARIO ALTO

Tabla 2

	GASOLINAS		DEST. MEDIOS		F. O.	CRUDO
	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT	EXPORT	EXPORT
1992	\$27.12	\$26.12	\$25.68	\$24.68	\$12.01	\$20.03
1993	\$27.80	\$26.80	\$26.30	\$25.30	\$12.29	\$20.41
1994	\$28.50	\$27.50	\$26.93	\$25.93	\$12.59	\$20.80
1995	\$29.21	\$28.21	\$27.58	\$26.58	\$12.89	\$21.20
1996	\$29.94	\$28.94	\$28.25	\$27.25	\$13.20	\$21.60
1997	\$30.69	\$29.69	\$28.93	\$27.93	\$13.52	\$22.01
1998	\$31.46	\$30.46	\$29.63	\$28.63	\$13.84	\$22.43
1999	\$32.25	\$31.25	\$30.35	\$29.35	\$14.17	\$22.86
2000	\$33.06	\$32.06	\$31.08	\$30.08	\$14.51	\$23.29
2001	\$33.89	\$32.89	\$31.84	\$30.84	\$14.86	\$23.73
2002	\$34.74	\$33.74	\$32.61	\$31.61	\$15.22	\$24.18
2003	\$35.61	\$34.61	\$33.41	\$32.41	\$15.59	\$24.64
2004	\$36.50	\$35.50	\$34.22	\$33.22	\$15.96	\$25.11
2005	\$37.41	\$36.41	\$35.04	\$34.04	\$16.34	\$25.59
2006	\$38.35	\$37.35	\$35.90	\$34.90	\$16.73	\$26.08
2007	\$39.31	\$38.31	\$36.77	\$35.77	\$17.13	\$26.58
2008	\$40.29	\$39.29	\$37.66	\$36.66	\$17.54	\$27.09
2009	\$41.30	\$40.30	\$38.58	\$37.58	\$17.96	\$27.60
2010	\$42.33	\$41.33	\$39.52	\$38.52	\$18.39	\$28.12

ESCENARIO ALTO DE PRECIOS



ESCENARIOS DE PRECIOS DE PRODUCTOS Y CRUDO

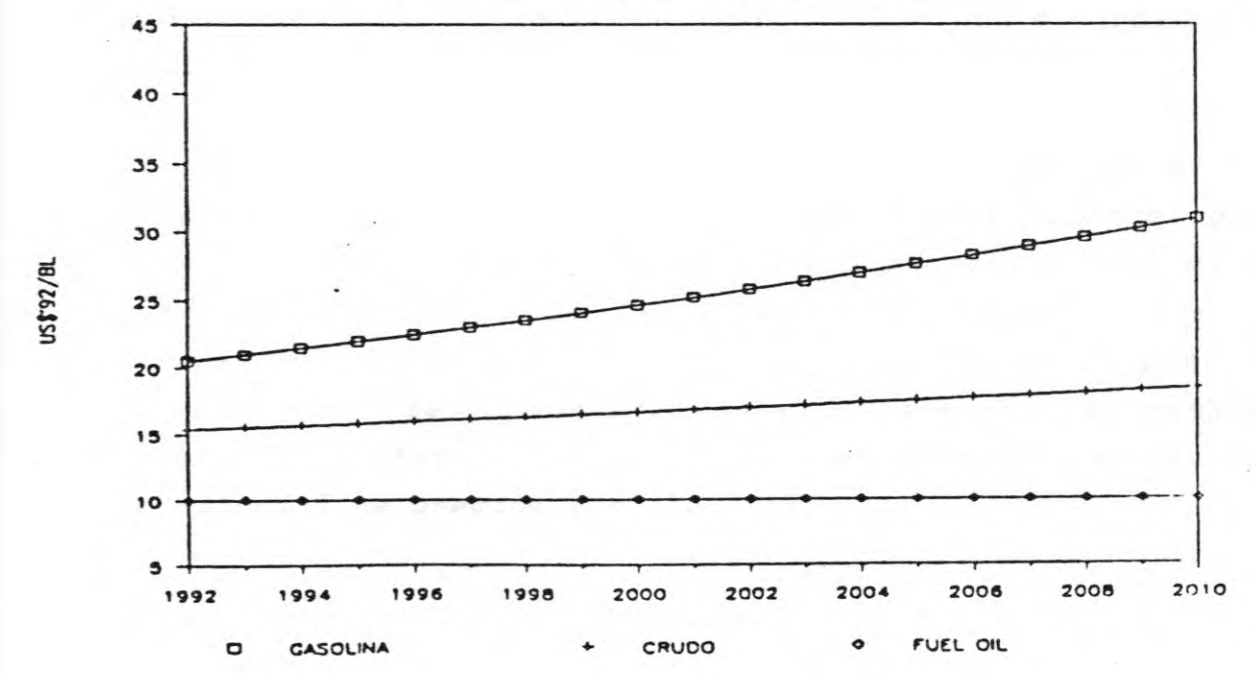
DOLARES POR BARRIL, CONSTANTES DE 1992

ESCENARIO BAJO

Tabla 3

	GASOLINAS		DEST. MEDIOS		F. O.	CRUDO
	IMPORT	EXPORT	IMPORT	EXPORT	EXPORT	EXPORT
1992	\$20.52	\$19.52	\$19.67	\$18.67	\$10.00	\$15.38
1993	\$20.99	\$19.99	\$20.10	\$19.10	\$10.00	\$15.53
1994	\$21.47	\$20.47	\$20.54	\$19.54	\$10.00	\$15.68
1995	\$21.96	\$20.96	\$20.99	\$19.99	\$10.00	\$15.84
1996	\$22.47	\$21.47	\$21.45	\$20.45	\$10.00	\$16.00
1997	\$22.99	\$21.99	\$21.92	\$20.92	\$10.00	\$16.16
1998	\$23.52	\$22.52	\$22.40	\$21.40	\$10.00	\$16.32
1999	\$24.06	\$23.06	\$22.89	\$21.89	\$10.00	\$16.48
2000	\$24.61	\$23.61	\$23.40	\$22.40	\$10.00	\$16.64
2001	\$25.18	\$24.18	\$23.91	\$22.91	\$10.00	\$16.81
2002	\$25.76	\$24.76	\$24.44	\$23.44	\$10.00	\$16.98
2003	\$26.35	\$25.35	\$24.98	\$23.98	\$10.00	\$17.15
2004	\$26.96	\$25.96	\$25.53	\$24.53	\$10.00	\$17.32
2005	\$27.58	\$26.58	\$26.10	\$25.10	\$10.00	\$17.49
2006	\$28.21	\$27.21	\$26.67	\$25.67	\$10.00	\$17.66
2007	\$28.86	\$27.86	\$27.26	\$26.26	\$10.00	\$17.84
2008	\$29.52	\$28.52	\$27.86	\$26.86	\$10.00	\$18.02
2009	\$30.20	\$29.20	\$28.48	\$27.48	\$10.00	\$18.20
2010	\$30.89	\$29.89	\$29.11	\$28.11	\$10.00	\$18.38

ESCENARIO BAJO DE PRECIOS



para la gasolina, 2.58 en el A.C.P.M., y de 0.82 para el Fuel Oil.

#### D.2 GAS NATURAL

Habida cuenta que en Colombia el gas no es comercializable internacionalmente, el costo económico de éste se calcula como el costo incremental del largo plazo, conformado a su vez por los siguientes componentes:

Costo marginal de disponibilidad  
Costo marginal de producción  
Costo marginal de transportes y  
Costo marginal de distribución

El costo de disponibilidad es aquel que se debe incurrir para garantizar el suministro permanente del energético. Básicamente se estima con uno de los dos conceptos siguientes: El costo de exploración o el costo de agotamiento.

El costo de exploración equivale a las inversiones requeridas para buscar las reservas necesarias que garanticen el gas, para satisfacer la demanda. El costo de agotamiento es el costo de oportunidad de la reserva o del recurso in-situ, generalmente calculado como el costo incremental que en el largo plazo se incurrirá para abastecer la demanda insatisfecha futura de gas, con energéticos sustitutos normalmente de precios más elevados.

El costo de producción hace referencia a las inversiones requeridas en equipamiento industrial y demás facilidades indispensables que hagan posible disponer del gas en boca de pozo para ser luego transportado. Además, en el costos de producción se incluyen los gastos de mantenimiento y operación de la infraestructura antes aludida. O sea, para disponer de gas a boca de pozo ya se han causado el costo de disponibilidad más el costo de producción, que para el caso colombiano estarían en el orden de los US\$ 1.72 US\$/MBTU.

El costo de transporte es el que se incurre para movilizar el gas desde la boca del pozo a los linderos de los sitios de consumo (city gate), lo cual quiere decir que es variable según las distancias y los volúmenes a transportar.

El costo de distribución incluye la inversión en redes urbanas para poner el gas en las puertas de las viviendas o/v de las industrias. También se considera en él los costos correspondientes a las instalaciones internas. En cifras, este costo de distribución sería del orden de los US\$ 2 a 2.5/MBTU por usuario residencial, 0.12 por usuario industrial y de 1.65 para uso automotor, incluido en este último, el costo de las estaciones compresoras respectivas.

De conformidad con los anteriores criterios y de según los niveles de producción y consumo que se esperan alcanzar en el futuro (ver Capítulo H - "Planes de Producción"), una aproximación preliminar del costo económico promedio del largo plazo para el gas, sería del siguiente orden de magnitud:

	<i>Costo Económico del Gas (US\$/MBTU)</i>			
	<i>B/quilla</i>	<i>Bogotá</i>	<i>Medellin</i>	<i>Cali</i>
<i>Costo de oportunidad</i>				
<i>boca de pozo</i>	1,72	1,72	1,72	1,72
<i>(Disponibilidad más producción).</i>				
<i>Transporte</i>	<u>0,24</u>	<u>0,94</u>	<u>1,47</u>	<u>2,16</u>
<i>Total puerta de ciudad:</i>	1,96	2,66	3,19	<del>3,88</del>
<i>Costo de Distribución:</i>				
<i>Doméstico</i>	2,25	2,25	2,25	2,25
<i>Industrial</i>	0,12	0,12	0,12	0,12
<i>GNC</i>	1,65	1,65	1,65	1,65
<i>Costo en puerta del usuario:</i>				
<i>Doméstico</i>	4,21	4,91	5,44	6,13
<i>Industrial</i>	2,08	2,78	3,31	4,0
<i>GNC</i>	3,61	4,31	4,84	5,5

*En el análisis del gas que adelanta EUROGAS y en lo que respecta a su competitividad frente a otros energéticos, el valor económico del gas (Netback Value) en relación a los productos que le compiten en cada tipo de uso, arroja*

resultados preliminares tales como los siguientes:

*Valor Económico del Gas  
Según Energético Sustituido  
(US\$/MBTU)*

Sector Residencial:

Energía Eléctrica 18.24 - GLP Importado 7.40

Sector Industrial:

		<i>Cogeneración</i>
ACPM	4.88	6.49
Fuel Oil	2.30	4.54
Crudo Castilla	1.49	3.93
Carbón	1.22	3.72

Para el caso del GNC frente a la gasolina, el valor económico del gas es de 5.59 US\$/MBTU.

El examen de las cifras anteriores sugiere las siguientes conclusiones:

Para el sector residencial, el gas es altamente competitivo en relación a la electricidad, y al GLP en menor medida.

En el sector industrial el ACPM es el producto más interesante a sustituir, antetodo en lo que compete a cogeneración.

También, el gas se posiciona muy bien frente a la gasolina, en la aplicación como GNC.

### D.3 ELECTRICIDAD

Para el subsector eléctrico se dispone de una estructura de costos incrementales promedios de largo plazo nacionales y regionales. Para el cálculo de estos costos, el mercado nacional se ha dividido en las siguientes áreas de influencia por electrificadora:

EEPPMM : Medellín, Antioquia y Chocó.

NORDESTE: Boyacá, Santander y Norte de Santander.

CHEC-PER : Caldas y Pereira.

THC : Tolima, Huila y Caquetá.

EEB : Bogotá, Cundinamarca y Meta.

VALLE DEL CAUCA: Cali y el Valle del Cauca.

CEDCA: Cauca y Nariño.

CORELCA : Departamentos de la Costa Atlántica.

ICEL : Agrupa los mercados de NORDESTE, CHEC-PER, THC y CEDCA.

Con base en el Plan de Expansión Nacional de Generación y Transmisión y en los Programas de Desarrollo de las diferentes electrificadoras, se han calculado los costos incrementales de largo plazo desagregados en energía y potencia, para los diferentes niveles de tensión:

GENERACION E INTERCONEXION : 500 y 230 KV

TRANSMISION : 115, 110, 66 y 57.5 KV



SUBTRANSMISION: 44, 34.5 y 33 KV  
 DISTRIBUCION PRIMARIA : 13.8, 13.2 Y 11.4 KV  
 DISTRIBUCION SECUNDARIA: 202, 208 y 110 V.

Como resultado de aplicar estos criterios, el costo incremental promedio de generación presenta en el largo plazo una tendencia hacia valores entre 30 y 35 US\$ mills/kwh, con un valor esperado de 32.2 US\$ mills/kwh.

El costo incremental promedio del largo plazo (CILP) para el sistema de transmisión está entre 3.6 y 4.1 US\$ mills/kwh.

Los costos anteriores, de generación y transmisión, más los incrementales del largo plazo para la distribución, llevan a unos costos incrementales promedio del largo plazo para el sistema interconectado del orden de 60 US\$ mills/kwh.

En este contexto, es importante destacar que para el cálculo del costo incremental promedio de generación se consideran los costos medios de generación según el tipo de planta. Dichos costos medios de electricidad producida, según la alternativa de generación, son a Dic-1990, del siguiente perfil:

	US\$ mill/kwh
Plantas hidráulicas	35
Plantas a carbón	55
Plantas a gas	45
Interconexión con Venezuela	33

#### D.4 CARBON

Para el caso del carbón que se exporta su costo económico corresponde al costo de oportunidad en el mercado internacional, a precios F.O.B. Con este criterio se considera que el mineral de El Cerrejón, Zona Norte, se valorizará en el futuro de conformidad con el pronóstico reseñado en la Tabla 4.

Para aquella parte de la oferta no comercializable en el exterior, en 1.991 CARBOCOL S.A. elaboró un estudio de los costos e inversiones requeridas por la minería del carbón obteniéndose costos medios de largo plazo, expresados en dólares de 1.990, en los años de referencia acordados con ISA y que corresponden a fechas de entrada en operación de carboeléctricas (1.997).

Aún cuando el estudio tenía como propósito fundamental dar a conocer a INTERCONEXION ELECTRICA S.A. el costo de suministro de carbón para las carboeléctricas contempladas como posibles proyectos de expansión del sistema de generación actual. ("Metodología, bases de cálculo y supuestos-sobre costos medios a largo plazo de carbón puesto en planta para térmicas contempladas en el Plan de Expansión del sector eléctrico), sirve de referencia para la determinación de los costos de producción del carbón.

Del estudio antes indicado, se destaca que para el caso de la pequeña minería, se tuvo como criterio básico el estimar los costos e inversiones requeridas para un desarrollo minero con un nivel técnico aceptable, habida consideración de que en el

TABLA No. 4

PROYECCIONES PROPUESTAS DE PRECIOS FOB - PUERTO BOLIUAR  
 PARA EL CARBON COLOMBIANO - US\$/TON. - CALIDAD COLOMBIA

AÑO	PESIMISTA			OPTIMISTA			INFLACION PROYECTADA
	PRECIOS		PRECIOS	PRECIOS		PRECIOS	
	CORRIENTES	INCREMENTO	CONSTANTES	CORRIENTES	INCREMENTO	CONSTANTES	
	PRECIOS	PRECIOS	PRECIOS	PRECIOS	PRECIOS	PRECIOS	
US\$/TON.	%	US\$/TON. INFL USA	US\$/TON.	%	US\$/TON. INFL USA		
1990	40.50		40.50	40.50		40.50	5.00
1991	38.70	-4.44%	36.61	39.50	-2.47%	37.37	5.70
1992	38.46	-0.63%	34.58	39.28	-0.55%	35.33	5.20
1993	39.88	3.70%	34.25	41.72	6.20%	35.83	4.70
1994	41.67	4.50%	34.09	44.43	6.50%	36.35	5.00
1995	43.63	4.70%	33.99	47.54	7.00%	37.04	5.00
1996	45.68	4.70%	33.90	50.87	7.00%	37.74	5.00
1997	47.83	4.70%	33.80	54.43	7.00%	38.46	5.00
1998	50.08	4.70%	33.70	58.24	7.00%	39.19	5.00
1999	52.43	4.70%	33.61	62.32	7.00%	39.94	5.00
2000	54.90	4.70%	33.51	66.68	7.00%	40.70	5.00

FUENTE: VICEPRESIDENCIA COMERCIAL CARBOCOL.

mediano plazo, como objetivo de desarrollo, se pretende que cuando menos el 80% del carbón destinado al consumo interno sea abastecido por minas con un adecuado nivel empresarial y técnico. Para la estimación de los costos de suministro de carbón de los proyectos de gran y mediana minería se tuvieron en cuenta los siguientes estudios:

- \* DRUMMOND - Estudio de factibilidad 1991.
- \* SAN JORGE - Estudio de prefactibilidad 1991  
Elaborado por la Vic. Técnica de Carbocol.

- \* Estimativos de los costos de transporte desde la mina hasta la planta, realizados por la Dirección de Proyectos en Desarrollo de Carbocol.
- \* VENECIA - Proyecto de prefactibilidad y cálculo de la Vicepresidencia Técnica de Carbocol 1991.

A continuación se presenta la estructura de costos del carbón en boca de mina:

	INVERSION	OPERACION	COSTO/TON US\$/90
Peq. Minería	15%	85%	21.87
Med. Minería Proy. Venecia	35%	65%	23.39
Gran Minería Proyecto:			
El Descanso (5MTA)	40%	60%	37.17
El Descanso (12MTA)	32%	68%	29.20
Proy. Las Palmeras	38%	62%	17.96
Proy. Drummond	18%	82%	20.87

Es importante aclarar que las estructuras de costos anteriormente presentadas, caracterizan la situación de minas de la pequeña minería con una producción promedio del orden de 12.000 toneladas/año y con un nivel técnicamente aceptable. Para el caso de la gran y mediana minería se tomaron datos de los respectivos estudios de Pre y Factibilidad. La anterior estructura refleja los costos de producción de carbón después de impuestos y excedente del productor.

De otra parte, respecto de los costos de transporte, como ya se ha dicho en el presente documento, para el caso de la gran minería se hace por vía férrea directamente asociada al proyecto minero y sus costos varían para cada proyecto en particular. En la pequeña y mediana minería se transporta el carbón, salvo pequeñas excepciones, por carretera con costos que varían entre los US\$ 0.04 y US\$ 0.08 t/km. Con transporte contratado (no propio) bajo las condiciones estrictas de mercado de este sector económico.

En este orden de ideas y bajo las condiciones de operación actual, se tiene que para la pequeña minería, respecto de los costos totales de suministro, el transporte representa un 30%

del mismo, pudiendo variar entre un 15 y 50%, dependiendo en cada caso de la distancia recorrida desde los distintos centros de producción a su destino final, de los volúmenes y medios de transporte utilizados.

Es importante aclarar que proyectos de exportación, tal como el autorizado a DRUMMOND LTDA., contractualmente deben destinar su producción al mercado internacional y para cualquier suministro al mercado doméstico se debe conseguir previamente permiso del Estado.

#### D.5 FUENTES NO CONVENCIONALES

Para estas fuentes, como datos de referencia, se tienen los siguientes:

Para el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas la inversión por kW instalado es, aproximadamente, de US\$ 1100.

Para la energía solar fotovoltaica los costos de instalación lindan en los US\$ 7000/kW. Para el calentamiento de agua, el precio de instalación se aproxima a los US\$ 200/kW (t).

Según el Organismo Internacional de Energía Atómica los costos de inversión para plantas nucleares están en el rango de 1500-3000 US\$/kW (e).

Los costos de generación para plantas nucleares están en el rango de 23 - 60 US\$ mills/kWh.

#### D.6 VISION CONSOLIDADA

Dada la heterogeneidad entre las situaciones de los subsectores, y teniendo en cuenta la dificultad de disponer de un modelo metodológico único que permita la comparación de los diferentes costos que se presentan entre ellos, es conveniente profundizar aún más en el estudio de la estructura de costos que se dan a nivel de producción, transporte y distribución para los diferentes energéticos: para dar así un tratamiento analítico común, que permita a su vez tener confiabilidad en las señales que resulten de un modelo de optimización del Sector Energético Nacional.

No obstante las limitaciones antes señaladas, es evidente que en el caso de la electricidad, el carbón y el gas natural,

los costos de transporte y distribución pueden llegar a representar el 50% o aún más del costo total del producto. Esto viene a indicar que en la estrategia de formular planes de abastecimiento juega un papel preponderante las distancias a cubrir entre el lugar de producción y los centros de consumo.

Ante este hecho, y por la gran extensión del país, sería razonable que la canasta energética tuviera, para cada región, una composición que refleje el aprovechamiento de las ventajas comparativas que ofrece para producir energéticos; en este sentido sería interesante considerar la opción de las pequeñas microcentrales hidroeléctricas, y el impulso a la pequeña y mediana minería para un suministro más amplio a utilizar en los mismos mercados naturales del energético.

De otro lado, a nivel de la canasta energética nacional, es evidente la conveniencia económica que se obtiene de disminuir la participación en ella de la electricidad, a cambio de aumentar la importancia del gas natural.

#### E. COMERCIO INTERNACIONAL DE ENERGETICOS

Colombia fundamenta este comercio en el petróleo crudo y sus



derivados, el carbón y en el desarrollo de interconexiones para importar electricidad de Venezuela y posiblemente gas natural.

### E.1 PETROLEO

El país presentó una balanza comercial de hidrocarburos deficitaria desde 1.975 hasta 1.986. cuando volvió a retomar su condición de exportador como consecuencia de la producción observada en los campos de Cravo Norte.

Durante los últimos seis años esta balanza ha sido favorable para el país en los siguientes términos:

#### BALANZA COMERCIAL (Millones US\$)

<u>Año</u>	<u>Exportac.</u>	<u>Importac.</u>	<u>Saldo</u>	<u>Precio Ref.</u>
				Crudo
1986	619	126.4	492.6	11.91
1987	1341	99.5	1241.5	17.60
1988	988	158.6	829.4	13.75
1989	1400	210.3	1189.7	17.44
1990	1951	299.8	1651.2	22.22
1991	1466	254.8	1211.2	18.64

### *Análisis de las Exportaciones*

*Para ECOPETROL, en los últimos cinco años, más del 70% de los ingresos del exterior han provenído de la venta de petróleo crudo y el resto de la comercialización de productos resultantes de la refinación, entre los cuales es preponderante la participación del fuel oil, con alrededor del 75% de ese saldo.*

*En términos de volúmenes exportados, durante el periodo antes señalado, en promedio tuvieron ese destino 165.000 Bbls/día de crudo y 70.000 Bbls de los otros productos, de los cuales 60.000 correspondieron al fuel oil. De ese petróleo crudo, el 52% era de propiedad de ECOPETROL y lo restante de las compañías asociadas.*

*Las exportaciones totales de petróleo han representado aproximadamente el 40% de la producción nacional del hidrocarburo, la cual ha estado por encima de los 400.000 Bbls/día a partir de 1.989.*

*Hacia el futuro, se espera mantener esta posición exportadora de crudo y aun mejorarla, de confirmarse las expectativas que*

se tienen acerca de la potencialidad de los yacimientos de Cusiana hoy en día en estado de evaluación. Del lado de los productos refinados, el futuro del fuel oil es preocupante, pues por ser un producto residual de la refinación está clasificado como contaminante, lo cual hace que en la medida como los países desarrollados continúen estableciendo normas restrictivas de carácter ambientalista se continuará haciendo más difícil su colocación en los mercados internacionales y por ende disminuyéndose su precio. Teniendo en cuenta esta perspectiva sería conveniente estudiar la posibilidad de mejorar la calidad de este producto y/o buscar alternativas para su procesamiento.

El comportamiento de las exportaciones de petróleo y sus derivados antes descritos, han tenido una significativa participación en la composición de la capacidad exportadora del país; en efecto, de contribuir con el 2.3% del total de las exportaciones en 1.980, ya en 1.998 representaba el 18.5% y en 1.991 equivale a un 19.4%, superando en este último año al café, y siendo únicamente sobrepasado por el renglón de las exportaciones no tradicionales.

### *Análisis de las Importaciones*

*Colombia ha mantenido una significativa dependencia del exterior para suplir sus necesidades domésticas de gasolina motor, históricamente más de un 20% de su demanda ha sido abastecida con importaciones. En la actualidad este guarismo es del 25% lo que equivale a 27.000 barriles diarios, que le cuestan al país 246 millones de dólares al año; esto equivale a decir que un 17% de los ingresos al país por exportaciones de hidrocarburos los debe destinar a cubrir este rubro. Para la Balanza Comercial de ECOPEPETROL la incidencia por este concepto es aún mayor, pues representa un 24% de sus entradas en moneda dura.*

### *E.2 GAS NATURAL*

*Este energético es un producto de difícil comercialidad internacional por la dificultad para transportarlo, pues solo es posible licuándolo o llevándolo por tuberías, y en este último caso juega un papel preponderante las distancias.*

A pesar de estas limitaciones Colombia goza de una posición geográfica favorable para la importación de gas, toda vez que Venezuela dispone de grandes reservas del mismo, y sería relativamente corto el gasoducto que enlazaría a esta fuente externa con la red nacional en trance de definirse.

Estas ventajas comparativas han hecho que, esta potencialidad de suministro, haya sido tenida en cuenta en el Programa de Masificación del Consumo de Gas, como una fuente alterna que complementa la producción nacional.

Para estos efectos, esta alternativa de abastecimiento está siendo considerada dentro del estudio de planificación detallada de utilización del gas en Colombia que se adelanta con la financiación de la Comunidad Económica Europea y desarrollado por el Consorcio EUROGAS, integrado por Gas de France, BEICIP y Gas Natural SDG S.A., conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y ECOPEPETROL.

### E.3 ELECTRICIDAD

En el pasado se han planteado diversas iniciativas de

interconexión eléctrica para la región. En los años cincuenta y sesenta la del Istmo Centroamericano, que culminó en un sistema subregional a punto de completarse. Posteriormente, en los años ochenta volvieron a resurgir propuestas de interconexión entre México y el Norte de Suramérica.

Con Venezuela desde 1.964 se iniciaron los intercambios de electricidad, ante todo para el suministro de algunas localidades fronterizas del Norte de Santander y Arauca. En la actualidad, Colombia y Venezuela realizan la construcción de una línea de interconexión. Con esta línea se podrá transmitir hasta 200 MW, los primeros 100 MW estarán disponibles en noviembre de 1.992, los restantes entrarán en 1.994.

Adicionalmente y en concordancia con la política de apertura económica y de integración con Venezuela y teniendo en cuenta las potencialidades de sus sistemas eléctricos se considera atractivo estudiar la factibilidad técnica y económica de ampliar la interconexión antes dicha de 200 a 300 MW y además considerar interconexiones adicionales a 230 kV o voltajes superiores los cuales podrían entrar al sistema colombiano a

partir de 1.997.

Con Ecuador existe una línea de interconexión a 34.5 KV, entre las ciudades de Tulcán (Ecuador) e Ipiales (Colombia), que permite transferir hasta 5 MW; se espera en el corto plazo, ampliar estos intercambios hasta 10 MW. Para el mediano plazo, se ha definido por ambos países, como mejor alternativa una línea con capacidad para transferir hasta 50 MW. La interconexión a largo plazo se prevé realizarse a 230 KV, mediante una línea de transmisión de Quito hasta Pasto con una longitud de 250 kms., con capacidad para transferir hasta 100 MW.

La más reciente iniciativa para la integración energética de la región, corresponde a la emanada del Grupo de los Tres (México, Colombia y Venezuela), que se da como parte de una propuesta amplia para impulsar la cooperación económica entre estos países.

Esta iniciativa surge el 30 de septiembre de 1.990 en Nueva York cuando en reunión de los Presidentes del G-3 se acordó impulsar la cooperación en la "Cuenca Energética" de los tres países mediante proyectos concretos en los cuales se

combinarán diversos recursos energéticos.

Para dar cumplimiento a ese acuerdo se constituyeron cuatro grupos de trabajo de carácter técnico, con el objeto de identificar proyectos y emprender acciones que permitan materializar la cooperación energética que favorezca la integración subregional en los siguientes temas: Carbón, petróleo, hidroelectricidad, interconexión eléctrica.

También desde la declaración de N.Y. se estableció que para impulsar la cooperación, los Ministros de Energía y Hacienda de los tres países impulsarán las gestiones ante el BID y otros organismos multilaterales para obtener apoyo a fin de realizar los estudios necesarios para promover la complementariedad energética entre Colombia, Venezuela, México y Centroamérica, dándole prelación al estudio de prefactibilidad para la interconexión de los sistemas eléctricos de los tres países.

#### E.4 CARBON

La irrupción de Colombia en el mercado internacional como



importante exportador de carbón arranca con el montaje y puesta en marcha de las minas de El Cerrejón en la Guajira, de las cuales en 1.985 se extrajeron del orden de las 2.7 Mt. todas con destino a la exportación. en 1.992 se espera extraer de ellas 15 Mt. en 1.995 unos 19 Mt y en el año 2.000 del orden de los 21 Mt. A la evolución de esta exportación, como gran minería, también se consideran las producciones esperadas de las mismas del departamento del Cesar, para las cuales se pronostican con aportes de 6.4 Mt para 1.995 y 15.6 para el 2.000.

A la par con el despegue acelerado del Cerrejón, también se ha desarrollado la mediana minería con el criterio de exportar, es así como en la actualidad con una producción anual de 3.7 Mt el 70% de la misma se comercializa en el exterior. Esta oferta tiene origen en la zona minera de la Jagua (Cesar) y en menor proporción en la zona carbonífera de Córdoba.

Por su parte, la pequeña minería participa en la oferta exportable con un millón de toneladas de carbón que proceden del interior de país y del Norte de Santander. Aproximadamente la mitad son metalúrgicos que se comercializan

en forma de coque.

Las anteriores cifras evidencian que el desarrollo de este subsector está enfocado hacia una fuerte comercialización del producto en el exterior, en donde ha penetrado a un ritmo acelerado, las cifras consolidadas al respecto pronostican para 1.992 una exportación de 17 Mt (70% de la producción total), en 1.995 del orden de 29 Mt y 41 Mt en el año 2.000. La comercialización de la oferta exportable es diferente por clase de minería. La gran minería altamente tecnificada, opera con contratos de largo plazo. La mediana aunque comercializa con contratos también parte lo hace en el mercado "spot". La pequeña, tranza la mayor parte de su producto en el mercado "spot".

Los ingresos de divisas aportadas al país como resultado de estas exportaciones han evolucionado de la siguiente manera:

<u>Año</u>	<u>Millones de Dólares</u>	<u>Precio de Referencia</u> (US\$/Ton.)
1970	0	
1975	3	
1980	10	
1986	201	37.96
1987	263	34.01
1988	304	38.21
1989	457	43.45
1990	545	43.55
1991	630	43.68

Los anteriores registros significan, que en promedio, la componente externa del subsector está creciendo a una tasa superior al 25% anual, durante los últimos cinco años, existiendo bases sólidas para pronosticar que esta minería está en capacidad de mantener y aún de superar ese ritmo, si todo dependiese de su capacidad para incrementar la producción. Sin embargo, existen en el horizonte la confluencia de variables exógenas al subsector que podrían interrumpir el buen ritmo de crecimiento que ha traído. En efecto, las perspectivas futuras del mercado mundial no son

nada prometedoras, pues en el escenario de los precios internacionales podría producirse una vertiginosa caída su cotización, como resultado del exceso de oferta de carbón térmico a nivel mundial. La razón de esta expectativa de precios a la baja se fundamenta en que, Suráfrica, el segundo productor mundial de carbón, ha regresado con gran agresividad al mercado después de que los países desarrollados le levantaran las sanciones económicas impuestas por su política radical del Apartheid.

Este país tendría capacidad de colocar 44 millones de toneladas de carbón, o sea tres veces más que las exportaciones colombianas de 1.991.

El presagio sobre la caída de los precios no es la única amenaza que se vislumbra para el producto, pues en la Cumbre de la Tierra, celebrada en Río de Janeiro en Junio de 1.992, se planteó la posibilidad de aplicar un impuesto especial sobre el consumo del mineral en la Comunidad Económica Europea con el argumento de que la contaminación que genera el energético debe compensarse con un gravamen. Como es de presumirse, una decisión de esta naturaleza también disminuirá la competitividad del carbón en los mercados

internacionales.

#### E.5 VISION CONSOLIDADA

Desde 1.986. el sector energético ha entrado a jugar un papel preponderante en el comercio internacional del país. Es así como las exportaciones agregadas de carbón, petróleo y sus derivados contribuyeron, en ese año, con un 15.4% de los ingresos comerciales de la nación en 1.987 con el 30.5%, en 1.990 con el 35.3% y en 1.991 participaron con el 27.7%. caida esta atribuible a las exportaciones de petróleo y sus derivados, ocurrida por disminuciones tanto en el precio como en el volumen exportado, debido a factores externos y sobre todo a los ataques terroristas que afectaron el transporte del crudo.

En este orden de ideas, el horizonte de petróleo es atractivo, las expectativas de los yacimientos de Cusiana lo hacen aún más optimista. En el caso del carbón, se requiere una activa presencia del estado en el concierto internacional para respaldar el posicionamiento del mineral en el mercado mundial, de tal forma que existe una correspondencia entre el

esfuerzo de los productores por incrementar los volúmenes exportables y las oportunidades para mercadearlos.

En el campo de la hidroelectricidad los procesos integracionistas en procura de desarrollar conjuntamente proyectos de gran tamaño para generación eléctrica y compartir luego su producción, han sido y mantienen su vigencia como opción para el abaratamiento, seguridad del abastecimiento eléctrico y atenuación de las amortizaciones de las grandes inversiones que se requieren. Colombia con el potencial hidrico que posee debería considerar esta opción en el planeamiento del largo plazo para la expansión de la capacidad de generación eléctrica los países centroamericanos incluido México son deficitarios en este tipo de generación y son por lo tanto, potenciales socios en ese sentido.

Es razonable el temor existente en el país hacia los megaproyectos, pues esto no implica que se deba renunciar a ellos, sino quizás sea mejor buscar estrategias que disminuyan los riesgos que su materialización implica.

#### F. INTERCAMBIO INTRASECTORIAL DE ENERGETICOS

Este intercambio se basa en la participación de los subsectores petróleo, gas natural y carbón en la generación del 22% de la electricidad resultante del sistema eléctrico interconectado, y del aporte que para iguales fines hacen a los autoprodutores de energía.

De estos subsectores se destaca el gas natural que aporta el 44% de su producción (175 MPCD) a las termoeléctricas. Con esta contribución se logra producir el 70% de la generación térmica.

El carbón destina 2,6 millones de toneladas por año para el subsector eléctrico. A su vez también este subsector es alimentado, en menor proporción con derivados del petróleo (Fuel Oil y ACPM).

Del lado de los autoprodutores de electricidad se destaca ECOPEPETROL, que utiliza 71 MPCD de gas (18% de la producción total) para autogenerar. Este consumo podría ser sustituido en gran parte por Fuel Oil, lográndose de esta manera optimizar la utilización de las actuales reservas de gas: es

asi como los volúmenes allí liberados permitirán el incremento en el consumo de gas en el área de Bucaramanga y el despegue temprano del suministro a Antioquia.

En el corto plazo, se presenta la tendencia al alza en el aporte de estos insumos al subsector eléctrico en razón a las decisiones que se están tomando para impulsar la generación eléctrica a partir del gas dentro del plan de emergencia del estado para superar la crisis de electricidad.

En el plan de expansión eléctrica se tiene previsto aprovechar aún más el potencial tanto de carbón como del gas, con la consideración de ocho proyectos termoeléctricos, a partir de las cuales se esperan producir 1200 MW.

En cuanto a las fuentes no convencionales las perspectivas de que entren a contribuir en el proceso de generación eléctrica se encuentra en el siguiente contexto:

Para la biomasa existe un proyecto de la Asociación Colombiana de Cultivadores de caña, en la cual utilizando bagazo de caña podría producir hasta 123.5 MW, que se integrarían al sector eléctrico nacional. De este potencial



únicamente 7.2 MW estarían en posibilidad de instalarse a corto plazo.

Con las pequeñas centrales hidroeléctricas, se tiene previsto que, dentro de las medidas para atender la emergencia del subsector eléctrico, se está trabajando en la recuperación y rehabilitación de plantas de generación, dentro de las cuales 22 son pequeñas centrales hidroeléctricas (10.000 KW) y que aportarán 52 MW a más tardar en diciembre de 1993.

Igualmente, se está contemplando la construcción de otras 11 pequeñas centrales hidroeléctricas que producirán 41.6 MW adicionales, contando con la cooperación del Gobierno Español.

Existe también la posibilidad de integrar a la generación eléctrica otros proyectos en estudio como son los aprovechamientos de la geotérmica y la energía solar que actualmente se encuentran en proceso de estudio.

#### G. INTEGRACION CON SECTORES NO ENERGETICOS

La obtención de productos no energéticos del petróleo, gas

natural y carbón, para el caso colombiano, se encuentran en el siguiente estado.

#### G.1 PETROLEO

En los procesos de refinación del petróleo, se destina parte de la producción hacia la obtención de diversas sustancias que, posteriormente, la industria las usa como materia prima. A su vez, por la integración natural de los procesos de refinación con los de la petroquímica, ha incidido a que el desarrollo de la industria petroquímica haya gravitado alrededor de los procesos industriales desarrollados al interior de ECOPEPETROL para esos fines. Sin embargo, los logros alcanzados en esta dirección han estado por debajo de lo deseado, lo cual ha determinado la necesidad de importar productos básicos y materias primas intermedias, consecuencia del déficit nacional en la producción de estos insumos.

En la actualidad, de la infraestructura industrial con que cuenta Ecopetrol para procesar petróleo, (refinación y petroquímica) una quinta parte de ésta se destina a la producción petroquímica, la cual le representa ingresos anuales del orden de los M US\$ 170, con buenos márgenes de rentabilidad sobre el capital invertido, que oscilan entre el 10% y el 20% según el producto, estimados según los precios actuales. De ajustarse los precios del mercado nacional al nivel internacional esta actividad tendría una rentabilidad muy superior.

Para la ampliación industrial en este campo y según la

orientación de la nueva política petroquímica, delineada por el Gobierno actual, se ha definido que la valorización de corrientes de refinación disponibles y actualmente subutilizadas podrá estar a cargo del sector privado, en algunos casos en asociación con ECOPEPETROL, y en otros será la empresa estatal la que en forma directa acometa tal desarrollo.

Con esta nueva concepción se espera un mayor dinamismo en esta industria, de gran importancia estratégica en el crecimiento industrial del país.

## 6.2 GAS NATURAL

Históricamente el gas natural ha tenido un desarrollo muy moderado como materia prima para industrias de transformación, tal como ocurre con la producción de amoníaco, urea y fertilizantes. Es así como de los 401 MPCD producidos en 1991, solamente el 5.3% se destina como materia prima.

Varias son las causales de esta ocurrencia: de una parte, en estos procesos las economías de escala juegan un papel preponderante y ante un consumo nacional muy limitado habría necesidad de considerar gran parte de la producción para la exportación, en un mercado externo muy competido y en muchos casos con precios subsidiados.

Indudablemente que la falta del gas en las puertas de los grandes centros industriales a excepción de Barranquilla y Cartagena, también es factor a tener en cuenta; toda vez que

el costo del transporte terrestre ya sea del gas o/y de los productos derivados pesa significativamente en la estructura de los costos unitarios correspondientes.

En la actualidad, el impulso del Programa de Masificación de Gas, la aparición de nuevas tecnologías que hacen económico operar plantas de proceso de menores tamaños y con unas señales adecuadas para el sector privado, pueden darse las condiciones para que la petroquímica a base de gas, se desarrolle y tenga una mayor participación en el sector industrial del país.

### 6.3 CARBON

Del consumo total nacional de carbón (6 millones de toneladas/año), el 10% se destina a la producción de no energéticos. El principal agente que lo utiliza para tales fines es la industria siderúrgica.

Tal es el caso de Acerías Paz del Río, que produce, vía coquización, sulfato de amonio, ácido sulfúrico, alquitrán, bencol, naftalina, aceites livianos, aceite naftalinoso, aceite antracénico y brea. Con materias primas suministradas por esta empresa, Carboquímica S.A. produce: Creosota, naftaleno, insecticida, naftalina doméstica, cresoles, limpiadores, ácidos cresílicos, brea impermeabilizante y otros derivados menores.

CARBOCOL ha considerado necesario realizar estudios para la gasificación del carbón con mira a desarrollar la industria carboquímica, a través de la cual se puede obtener amoniaco.

urea, metanol, azufre elemental y alquitrán, entre otros.

#### G.4 VISION CONSOLIDADA

El aprovechamiento de los energéticos como insumos de producción, da la oportunidad de conformar procesos industriales económicamente favorables, dada la valorización agregada que se logran con dichos procesos.

En ese sentido, Colombia presenta un estancamiento en el desarrollo de industrias que derivan su producción teniendo como insumos al petróleo, gas natural y carbón, que podrían contribuir a su vez a un mayor desarrollo económico del país, y además a sustituir grandes importaciones de productos derivados de estos energéticos.

Para atender la creciente demanda interna de productos básicos provenientes de estas industrias es necesario darle un impulso ante todo, a la producción de las líneas básicas petroquímicas, para su transformación luego en los productos intermedios a partir de los cuales se puedan lograr la gama de productos terminados que se requieren en el país. De esta manera se podría apalancar el crecimiento de la industria, en un segmento tan atractivo como el petroquímico.

#### H. PLANES DE PRODUCCION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION EN EL SECTOR

Las pautas gubernamentales sobre el nuevo ordenamiento económico del país, la normatividad constitucional

existente. la eficiencia esperada de las empresas estatales y la participación del sector privado perfilan planes de desarrollo por subsector del siguiente tenor:

#### H.1 PETROLEO.

ECOPETROL como líder operativo del subsector prevé el desarrollo del mismo de conformidad con los siguientes objetivos, estrategias y planes de acción:

##### Objetivos

- Mantener el crecimiento de las reservas de crudo y gas y de sus niveles de producción. mediante la adecuada actividad exploratoria, tanto directa como asociada, procurando cada año incorporar más reservas de las que se producen y asegurando su óptimo aprovechamiento.
- Garantizar la adecuación oportuna de la infraestructura de refinación del país y su mejor operación, para responder en la forma más eficiente y económica al apropiado abastecimiento nacional de los combustibles derivados.
- Asegurar el desarrollo y manejo requeridos en la infraestructura de transporte y almacenamiento de crudo y derivados.
- Desarrollar las acciones necesarias para lograr en el país el patrón más conveniente de consumo de las distintas fuentes energéticas disponibles.

- Contribuir al desarrollo industrial del país mediante la promoción y participación en proyectos y actividades de conveniencia nacional conexas con la industria petrolera.
- Asegurar el crecimiento productivo, y económico del subsector.

#### *Estrategias y Programas de Inversión Petrolera*

*Exploración y Producción:* en este campo, la actividad directa programada tiende a lograr la incorporación de reservas mayores a las directas que se consumen, y así consolidar la condición exportadora, atendiendo a la vez a la búsqueda de gas. Un objetivo similar se espera lograr con la gestión de los asociados.

Para estos propósitos durante el periodo 92-96 se busca con acciones directas aumentar el cubrimiento, del reconocimiento de las cuencas, madurar el conocimiento geológico: extender la búsqueda a regiones no activas, pero manteniendo el trabajo en regiones exploradas, buscando así una diversificación del riesgo y una mayor cobertura exploratoria. Como indicador del esfuerzo directo se estima lograr en promedio, 20 pozos exploratorios por año.

Con el asociado se mantendrá el sistema de contratación vigente: incentivando la participación de capital de riesgo con una mayor apertura hacia áreas reservas. Igualmente, se dará la orientación necesaria a las compañías asociadas a fin de que se canalicen parte de sus actividades a la exploración en áreas poco activas. La expectativa de trabajo efectuado

por terceros es de 50 pozos exploratorios por año en el quinquenio 92-96.

Con un esfuerzo exploratorio como el planeado anteriormente para el periodo 92-96 y continuando después con igual intensidad permitiría establecer un horizonte petrolero en el siguiente contexto:

Teniendo como marca las reservas y producciones actuales junto con los pronósticos de explotación de nuevos hallazgos, asumidos con base en los programas exploratorios tanto directos como de los asociados, la producción esperada es de 465 KBPD para el presente año, y las expectativas son las de alcanzar 657 en 1.996, sosteniéndose la producción sobre los 600 hasta finales del siglo. A partir del año 2.001 se presentaría una leve declinación productiva, a causa del comienzo de la caída en la producción de Cusiana y al proceso de disminución de caño limón que se da a partir de 1.995. No obstante, la producción en el quinquenio 2.001 - 2.005 seguiría siendo significativa, sosteniéndose en promedio en unos 550 KBPD.

El crecimiento de la producción, básicamente, lo determina el supuesto de que Cusiana estaría aportando 75 KBPD en 1.995, y 150 desde 1.996, manteniéndose en ese nivel hasta el inicio de la próxima década, cuando entraría a presentar los primeros signos de declinación.

La aparición de la producción de Cusiana lógicamente repercute en la participación de las compañías asociadas en la producción total del país. Es así como, en el momento la contribución a la oferta total se reparte en 70% proveniente



### *Refinación del Petróleo*

*El objetivo básico del área de refinación es el suministro eficiente y económico de combustibles blancos en el territorio nacional.*

*Como estrategias que soportan el logro de este objetivo están:*

- El aumento de la producción nacional de derivados.*
- El óptimo aprovechamiento de la actual infraestructura de refinación.*
- El mejoramiento de la calidad de los productos tanto de consumo interno como de exportación.*
- La mayor flexibilidad operativa del sistema actual, mediante la ampliación de la capacidad de almacenamiento, la modernización de su esquema tecnológico y la automatización de procesos.*

*Para implementar la estrategia antes esbozada, se tiene previsto un programa de inversiones por un monto total de 2011 M US\$ entre 92-97.*

*Los conceptos más importantes para causar esta erogación son los atinentes a la ampliación de capacidad de refinación, para lo cual se contempla la construcción de la nueva unidad de ruptura catalítica en el CIB, y de una nueva refinería cuyo valor representa el 71% del total reservado para esta área.*

de los contratos de asociación, 20% para la producción directa de ECOPETROL y 10% para las concesiones. En 1.996 dichas contribuciones evolucionarían a 80%, 16%, y 4% respectivamente. Presentándose un repunte de la producción directa al entrar el próximo siglo, cuando alcanzaría a representar el 27% a expensas de los asociados y las concesiones, que tendrían para entonces una participación del 71% y 2%, respectivamente.

En síntesis, se vislumbra un panorama de autosuficiencia de crudos para suplir las necesidades del país, con importantes excedentes para la exportación.

En efecto, las exportaciones de crudo en 1.991 ascendieron a 170 KBPD, representando un 40% de la producción total, y se espera que en 1.996 lleguen a 378 KBPD, o sea un 57% de la producción de ese entonces.

Como es de suponer, para el logro de estas metas de producción, la asignación de fondos para esta área de ECOPETROL será significativa.

Es así como, las inversiones requeridas, en el periodo 1.992-1.997, para la exploración directa de ECOPETROL ascienden a 548 M US\$, para la producción directa 567 M US\$, y para cubrir la participación del Estado en la explotación asociada 1.159 M US\$. En total la financiación de la componente estatal en las actividades de exploración y producción es de 2.274 M US\$, que representan el 37% del programa consolidado de inversiones de ECOPETROL para el quinquenio antes mencionado.

En síntesis la inversión para refinación representa un 35% del capital previsto para ECOPETROL en el periodo analizado. Así mismo, los resultados productivos a esperar de esta área, se presentan en la Tabla 5, a nivel de volúmenes de petróleo a cargar en las refinerías, cantidades de productos a lograr, y comportamiento de la balanza comercial en lo referente a refinados. Todo en relación al periodo 1.992-1.996.

#### **La Petroquímica**

Acorde con la nueva política gubernamental para la petroquímica, ECOPETROL preve la valoración de corrientes de refinación disponibles y actualmente subutilizadas, con la concreción de algunos proyectos petroquímicos, que representarían inversiones del orden de los 135 M US\$ para el periodo 92-97. Entre los proyectos a mencionar al respecto, están:

- La modernización de la Planta de Alquilbenceno; optimización de la Planta de Aromáticos, y ampliación de la Planta de Polietileno, en el CIB. Se considera además la posible producción nacional de MTBE para la reformulación de gasolinas.

#### **Transporte y Almacenamiento.**

El sistema de transporte y almacenamiento continuará adecuándose para responder a la producción de las nuevas reservas, al oportuno abastecimiento de las refinerías y al suministro nacional de productos blancos. La importación de

**EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS**  
**CARGAS A REFINERIA, PRODUCCION, Y COMERCIO INTERNACIONAL DE DERIVADOS**  
(Miles de barriles día)

		1992	1993	1994	1995	1996
<b>CARGAS REFINERIAS</b>	<b>(KBPD)</b>					
		164	183	189	188	188
CIB		65	72	67	72	71
CAR		0	0	0	0	0
NUEVA REFINERIA		5	5	5	5	5
OTRAS						
<b>TOTAL</b>		<b>235</b>	<b>259</b>	<b>260</b>	<b>264</b>	<b>264</b>
<hr/>						
		1992	1993	1994	1995	1996
<b>PRODUCCION DE DERIVADOS</b>	<b>(KBPD)</b>					
		85	86	87	95	95
Gasolina Motor		58	76	73	68	68
Destilados Medios		13	12	11	15	14
Gas Propano		70	70	73	77	77
Combustoleo						
<hr/>						
		1992	1993	1994	1995	1996
<b>COMERCIO INTERNACIONAL</b>	<b>(KBPD)</b>					
<b>EXPORTACION</b>						
Fuel Oil	Alto	58	60	60	69	69
Fuel Oil	Bajo	58	60	62	69	68
Gasolina	Alto	0	0	0	0	0
Diesel	Alto	3	19	16	10	9
Diesel	Bajo	0	15	10	2	0
<b>IMPORTACION</b>						
Gasolina Motor	Alto	22	24	25	20	24
Gasolina Motor	Bajo	24	30	34	32	38
Gas Propano	Alto	3	3	4	1	2
Gas Propano	Bajo	3	5	6	4	5

GLP implica modificaciones en la infraestructura para su transporte y manejo. Los puertos y muelles requieren adaptaciones para contribuir a la agilidad que demanda el comercio internacional de hidrocarburos.

En general, el sistema se modernizará en los aspectos de instrumentación, telecomunicaciones, suministro de energía, control de calidad y mantenimiento, entre otros, con lo cual se logrará mayor flexibilidad y confiabilidad, que permita mejorar la calidad del servicio.

El capital requerido para esta área es del orden de los 674 M US\$, entre 92-97. Los nuevos proyectos incluyen, entre otros, la ampliación del Oleoducto Central de los Llanos, el manejo de excedentes del CIB, las facilidades para ingreso de productos por Bahía Málaga, la modernización del sistema de recibo de Pozos Colorados, y distintas ampliaciones y reposiciones en estaciones y tramos de líneas.

#### Varios

Para el periodo 92-97, se estiman inversiones por la suma de 124 M US\$ con destino a la construcción de la sede del Instituto Colombiano del Petróleo, a su dotación para la investigación, y al mejoramiento de la infraestructura de otras áreas operativas de ECOPEPETROL.

Para el mismo periodo, el programa de inversiones indirectas totalizan 385 M US\$. En este rubro cabe destacar la inclusión, de los aportes para la capitalización de CARBOSOL por la suma de 272 M US\$.

### *Resumen*

Al considerar todos los programas de inversión antes presentados, el monto total a requerir del Estado para este subsector, incluidas las inversiones del programa de gas, para el periodo 92-97, asciende a la suma de 6167 M US\$. (Ver Tabla 5.)

### *H.2 GAS NATURAL.*

La política y la estrategia, con las cuales se estructuró el programa para la masificación del consumo del gas, se conciben implementarlas con el siguiente plan de acción.

Desde comienzos de 1992 se inició el proceso de ampliar la cultura al uso del gas en el país, mediante el aumento en la oferta del propano, incrementando la producción interna y adecuando instalaciones portuarias que permitan la importación del mismo. Paralelamente se ha continuado con los programas de gasificación en las zonas conectadas con centros de producción de gas natural.

De otro lado, el gran sistema de gasoductos que enlace los centros de producción con los de consumo, se plantea desarrollarlo según el siguiente esquema:

El sistema total estaría compuesto por:

Gran red troncal nacional de SCOPETROL  
Subsistemas de transporte regional por concesión, y  
Subsistemas de distribución local.

Tabla 6

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	TOTAL
<b>1. EXPLORACION DIRECTA</b>							
1.1 EVALUACION DE CUENCAS	1	2	2	2	2	2	11
1.2 GEOFISICA	36	40	48	48	48	48	268
1.3 PERFORACION	21	32	38	52	60	66	269
<b>SUBTOTAL EXPLORACION DIRECTA</b>	<b>58</b>	<b>74</b>	<b>88</b>	<b>102</b>	<b>110</b>	<b>118</b>	<b>548</b>
<b>2. PRODUCCION DIRECTA</b>							
2.1 DESARROLLO NUEVOS CAMPOS	2	17	52	81	91	124	367
2.2 CAMPOS ACTUALES							
2.2.1 PROYECTOS DE YACIMIENTOS	3	10	34	29	17	1	94
2.2.2 MNTO. DE CAMPOS	36	21	22	10	8	9	106
<b>SUBTOTAL CAMPOS ACTUALES</b>	<b>39</b>	<b>31</b>	<b>56</b>	<b>39</b>	<b>25</b>	<b>10</b>	<b>200</b>
<b>SUBTOTAL PRODUCCION DIRECTA</b>	<b>41</b>	<b>48</b>	<b>108</b>	<b>120</b>	<b>116</b>	<b>134</b>	<b>567</b>
<b>3. PRODUCCION ASOCIADA</b>							
3.1 DESARROLLO CAMPOS ACTUALES	73	70	89	30	15	20	297
3.2 DESARROLLO CUSIANA		183	179	180	68	40	630
3.3 DESARROLLO NUEVAS RESERVAS	3	20	44	59	54	52	232
<b>SUBTOTAL PRODUCCION ASOCIADA</b>	<b>76</b>	<b>273</b>	<b>312</b>	<b>249</b>	<b>137</b>	<b>112</b>	<b>1,159</b>
<b>4. PROGRAMA GAS</b>							
4.1 DESARROLLO GAS GUAJIRA	1	3	1	15	15	1	36
4.2 OLEOD. ALTO MAGDALENA		18	18	18	18	18	90
4.3 TERMoeLECTRICAS	75						75
4.4 TRONCAL NACIONAL	3	139	101	86	34		363
<b>SUBTOTAL PROGRAMA DE GAS</b>	<b>79</b>	<b>160</b>	<b>120</b>	<b>119</b>	<b>67</b>	<b>19</b>	<b>564</b>
<b>5. REFINACION Y PETROQUIMICA</b>							
5.1 MODERNIZACION UNIDADES	9	9					18
5.2 AMPLIACION CAPACIDAD							
5.2.1 NUEVA URC	13	84	108	8			213
5.2.2 NUEVA REFINERIA	5	57	387	580	330	68	1,427
<b>SUBTOTAL AMPLIAC. CAPACIDAD</b>	<b>18</b>	<b>141</b>	<b>495</b>	<b>588</b>	<b>330</b>	<b>68</b>	<b>1,640</b>
5.3 AMPLIAC ALMAC. FACILID. MNTO. OTRO	48	50	37				135
5.4 ESTUDIOS PREINVERSION	9	12	8	6	4	4	43
5.5 NUEVOS POSIBLES		32	75	74	69	60	310
<b>SUBTOTAL REFINACION Y PETROQUIMICA</b>	<b>84</b>	<b>244</b>	<b>615</b>	<b>668</b>	<b>403</b>	<b>132</b>	<b>2,146</b>
<b>6. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO</b>							
6.1 PROYECTOS NUEVOS							
6.1.1 OLEOD. CENTRAL LLANOS	50	60	38	2			150
6.1.2 OTROS OLEOD.		17	18	12	2		49
6.1.3 POLIDUCT. POZOS-AYACUCHO		21	21	9			51
6.1.4 POLID. SEBAST-SALGAR		3	23	6			32
6.1.5 POLID. VASCONIA-BOGOTA		26	32	20	6		84
6.1.6 OTROS POLIDUCTOS		5	11	7	2		25
<b>SUBTOTAL PROYECTOS NUEVOS</b>	<b>50</b>	<b>132</b>	<b>143</b>	<b>56</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>391</b>
6.2 PROYECTOS EN EJECUCION							
6.2.1 SCADA	0	3	5	21	24	1	54
6.2.2 PUERTO BAHIA MALAGA	10	30	45				85
6.2.3 ALMACENAM. COVEÑAS	1	7	4	1			13
6.2.4 OTROS PROYECTOS (MNTO.,ETC)	45	86					131
<b>SUBTOTAL PROYECTOS EN EJECUCION</b>	<b>56</b>	<b>126</b>	<b>54</b>	<b>22</b>	<b>24</b>	<b>1</b>	<b>283</b>
<b>SUBTOTAL TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO</b>	<b>106</b>	<b>258</b>	<b>197</b>	<b>78</b>	<b>34</b>	<b>1</b>	<b>674</b>
<b>7. OTROS</b>							
7.1 INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO	16	10	7	7	7	7	54
7.2 AREA FINANCIERA Y ADMITIVA	14	12	11	11	11	11	70
<b>SUBTOTAL OTROS</b>	<b>30</b>	<b>22</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>124</b>
<b>8. INVERSIONES INDIRECTAS</b>							
8.1 FINANCIAMIENTO COMPAÑIAS GAS	8	5	5	3	3	3	27
8.2 OLEODUCTO COLOMBIA	12		7				19
8.3 ACTIVIDAD INTERNACIONAL		15	15	10	10	10	60
8.4 OTROS	7						7
<b>SUBTOTAL INVERSIONES INDIRECTAS</b>	<b>27</b>	<b>20</b>	<b>27</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>113</b>
<b>9. CARBOCOL</b>							
9.1 TRANSFERENCIAS	83	55	39	35	31	29	272
<b>SUBTOTAL CARBOCOL</b>	<b>83</b>	<b>55</b>	<b>39</b>	<b>35</b>	<b>31</b>	<b>29</b>	<b>272</b>
<b>TOTAL EMPRESA</b>	<b>584</b>	<b>1,154</b>	<b>1,524</b>	<b>1,402</b>	<b>829</b>	<b>874</b>	<b>6,167</b>

*Gran red troncal nacional de ECOPETROL*

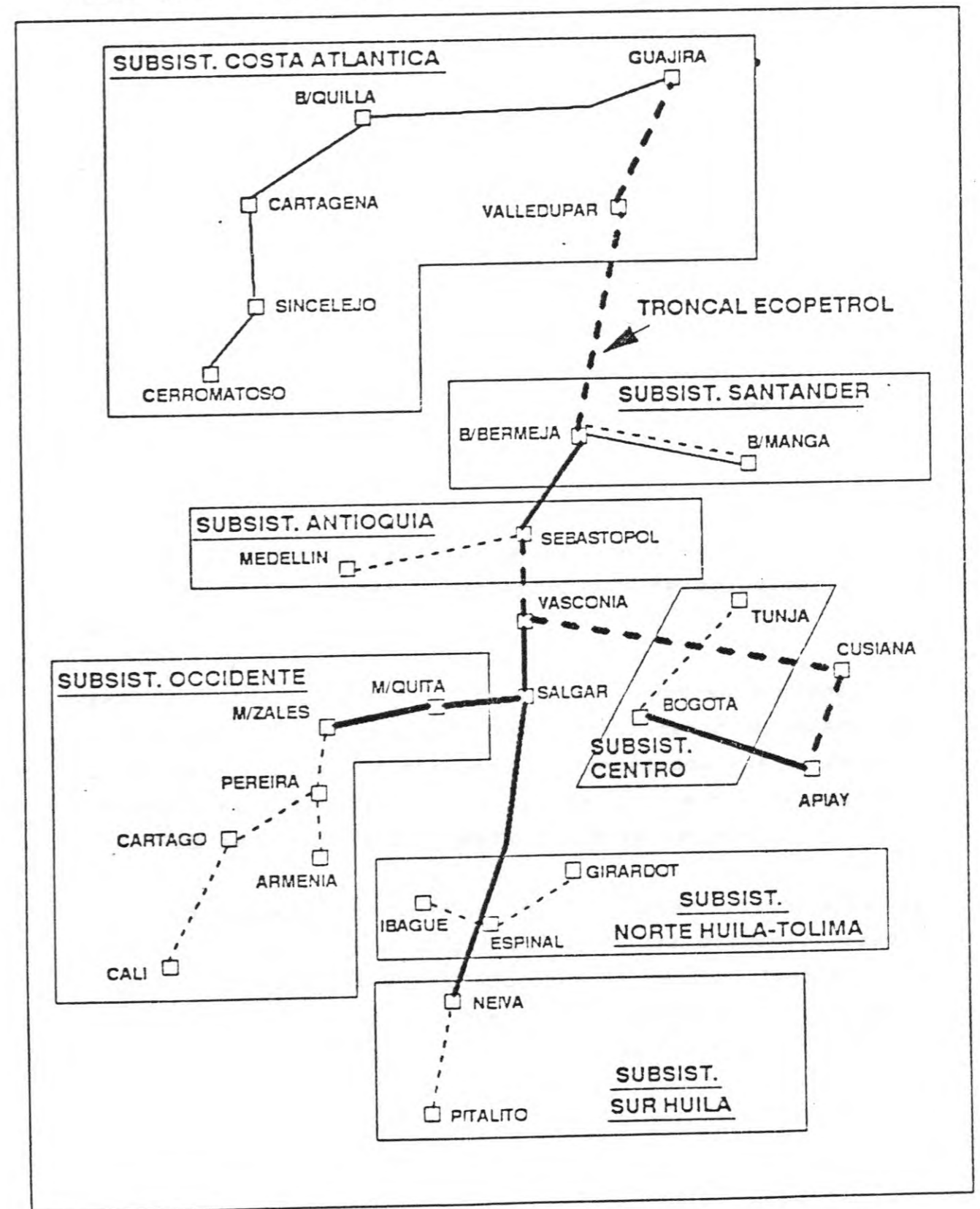
*Se trata de la gran arteria de abastecimiento que interconecte las áreas de producción actuales y próximas a serlo, con las regiones de consumo.*

*Inicialmente, y tal como se muestra en la Figura 2, la gran red troncal estaría conformada por un gasoducto que una a la Guajira con el Huila y por otros dos que empalmen con éste en el Magdalena Medio, uno proveniente de los Llanos y otro que se extiende hasta Manizales.*

*Parte de la red estaría disponible desde ya (línea continua y resaltada en la figura 2), toda vez que optimizando el actual sistema de poliductos y oleoductos, se pueden habilitar algunas de tales líneas como gasoductos. Específicamente se reservarían para tales fines el oleoducto de ECOPETROL Dina - Vasconia, una de las líneas de ECOPETROL entre Sebastopol - Barrancabermeja, el poliducto Salgar - Manizales, además del gasoducto Apiay - Bogotá, también de ECOPETROL, faltarían por construir los tramos Vasconia - Sebastopol, Guajira - Barrancabermeja, Apiay - Cusiana y Cusiana - Vasconia. Estos dos últimos también pudieran ser oleoductos transformables en gasoductos, dependiendo de la infraestructura óptima que se requiera del oleoducto de los Llanos, propiedad de ECOPETROL. Las demás especificaciones técnicas y económicas de esta red se definirán dentro del Plan de Gas y en la medida como se clarifiquen las disponibilidades de producción - importación acordes con la evolución de la demanda. El plan con esta red consistiría en realizar las inversiones por parte de ECOPETROL para lograr que en el mediano plazo se tenga esta red troncal y asegurar*



Figura 2  
**RED NACIONAL PROYECTADA DE GAS NATURAL**



la operación de la misma, o sea, garantizar el abastecimiento a las regiones consumidoras. El precio de entrega del gas en la troncal incluiría el precio en boca de pozo y la tarifa de transporte.

#### *Subsistemas de Transporte Regional del Gas*

Son los ramales que parten de la red troncal de ECOPEPETROL, antes definida, dirigiéndose hasta las cabeceras de los centros de consumo. En principio estos subsistemas serían los siete que se muestran en la Figura 2.

Estos subsistemas se otorgarían por concesión de transporte que otorgue Min-Minas. El de la Costa Atlántica ya está operando y en el corto y mediano plazo se adjudicarían los demás.

Para el transporte a través de un subsistema, el concesionario cobrará una tarifa previamente aprobada por Min-Minas. Estas empresas concesionarias deberán preferencialmente disponer de capital privado y el apoyo de ECOPEPETROL se limitará a lo estrictamente necesario.

Estas empresas prepararán y desarrollarán los planes de transporte y suministro regional según las disponibilidades de gas que certifique ECOPEPETROL para la región. También será de su responsabilidad promover la conformación de empresas distribuidoras locales, pues Min-Minas no garantizará el mercado.

### *Subsistemas de Distribución Local del Gas*

A partir de las cabeceras municipales se tendrán estos subsistemas, tal como están funcionando en algunas ciudades de la Costa Atlántica, Bogotá y Neiva. Esta distribución se hace por concesión, su reglamentación y control están comprendidos en el Proyecto Ley de Servicios Domiciliarios. De esta forma las tarifas y los costos de distribución seguirán siendo definidos por la Junta Nacional de Tarifas o por el ente que tome sus funciones.

### *Programa de Inversiones del Gas*

Las inversiones del Estado que, por intermedio de ECOPEPOTOL, se prevén para el desarrollo del Programa de Masificación del Consumo de Gas, ascienden a la suma de 489 M US\$. Los rubros más importantes son: 90 M US\$ para la compra del 49% del Oleoducto del Alto Magdalena, negociación esta que permitirá liberar la línea de ECOPEPOTOL entre Neiva y Vasconia para ser utilizada como gasoducto dentro de la red troncal Guajira Neiva. Para completar esta red también se consideran inversiones por 399 M US\$ necesarias para la construcción de los Gasoductos Ballenas - Barrancabermeja, Y Sebastopol - Vasconia. También se incluye en ese monto los costos para adecuar el transporte del gas de Cusiana a Bogotá en una primera etapa via Apilay y posteriormente interconectando a Cusiana con el gasoducto Guajira - Neiva, en Vasconia, mediante la utilización de las líneas que libere la ampliación del oleoducto Central de los Llanos; y las partidas necesarias para los sistemas de compresión requeridos.

Como inversiones indirectas se destacan 75 M US\$ necesarios para la instalación, por parte de ECOPEPETROL, de termoeléctricas, dentro del plan de emergencia para enfrentar la crisis del racionamiento de electricidad.

La complementariedad a las inversiones del Estado provenientes de particulares que se vinculen como inversionistas al Plan de Masificación del Consumo de Gas se estiman en 1301 M US\$. Este monto tendría el siguiente destino: En subsistemas regionales 191 M US\$, en distribución local 670 M US\$ y en distribución del GNC del orden de 440 M US\$.

En resumen, el capital requerido para todo el Programa de Gas, ascendería a 1863 M US\$, de los cuales el 30% estaría en cabeza de ECOPEPETROL y el 70% restante sería aportado por particulares.

#### *Escenarios de Producción*

Para proyectar los escenarios de producción que figuran en las Tablas 7 y 8 se han considerado las siguientes bases: tanto en el caso alto como en el bajo, todos los campos de gas estarían produciendo a su máxima capacidad de explotación, excepto Cusiana y Guajira. Para Cusiana se pronostica en cualquiera de los casos, una producción anual igual hasta el año 2000. Guajira sería la fuente que diferenciaría un caso del otro pues su producción completaría la demanda.

#### *Prioridades del Plan*

Para llevar a cabo este plan se han identificado como

PROYECCION PRODUCCION DE GAS NATURAL  
CASO ALTO - MPCD

	<u>1992</u>	<u>1993</u>	<u>1994</u>	<u>1995</u>	<u>1996</u>	<u>1997</u>	<u>2000</u>
<b><u>PRODUCCION</u></b>							
Gujira	296.4	359.2	389.9	420.1	500.2	534.6	613.0
San Jorge - Jobo	6.3	4.4	4.1	3.0	2.0	1.0	0.0
Guepaje		20.0	20.0	20.0	0.0	0.0	0.0
COSTA ATLANTICA	302.7	383.6	414.0	443.1	502.2	535.6	613.0
Provincia	55.2	58.8	58.0	56.0	53.9	51.8	46.0
Payoa	23.5	21.5	19.5	17.0	13.1	11.0	7.8
El Centro	12.3	11.6	10.9	10.2	9.6	9.0	7.4
SANTANDER	91.0	91.9	80.4	83.2	76.6	71.8	61.3
HUILA - TOLIMA	16.9	14.4	12.6	10.0	7.0	4.8	1.2
APIAY	5.0	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1
CUSIANA	0.0	0.6	6.2	15.0	15.0	15.0	100.0
<b>TOTAL</b>	<b>416.2</b>	<b>499.6</b>	<b>530.3</b>	<b>560.4</b>	<b>609.9</b>	<b>636.3</b>	<b>784.6</b>

PROYECCION PRODUCCION DE GAS NATURAL  
CASO BAJO - MPCD

	<u>1992</u>	<u>1993</u>	<u>1994</u>	<u>1995</u>	<u>1996</u>	<u>1997</u>	<u>2000</u>
<b><u>PRODUCCION</u></b>							
Guajira	296.1	277.8	319.0	326.1	376.2	401.0	384.3
San Jorge - Jobo	6.3	4.4	4.1	3.0	2.0	1.0	0.0
Guepaje		20.0	20.0	20.0	0.0	0.0	0.0
<b>COSTA ATLANTICA</b>	<b>302.4</b>	<b>302.2</b>	<b>343.1</b>	<b>349.1</b>	<b>378.2</b>	<b>402.0</b>	<b>384.3</b>
Provincia	55.2	58.8	58.0	56.0	53.9	51.8	46.0
Payoa	23.5	21.5	19.5	17.0	13.1	11.0	7.8
El Centro	12.3	11.6	10.9	10.2	9.6	9.0	7.4
<b>SANTANDER</b>	<b>91.0</b>	<b>91.9</b>	<b>88.4</b>	<b>83.2</b>	<b>76.6</b>	<b>71.8</b>	<b>61.3</b>
<b>HUILA - TOLIMA</b>	<b>11.8</b>	<b>14.1</b>	<b>12.6</b>	<b>10.0</b>	<b>7.0</b>	<b>4.8</b>	<b>1.2</b>
APIAY	5.0	7.7	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1
CUSIANA	0.0	0.0	0.0	15.0	15.0	15.0	100.0
<b>TOTAL</b>	<b>410.2</b>	<b>415.9</b>	<b>453.2</b>	<b>466.4</b>	<b>485.9</b>	<b>502.7</b>	<b>555.9</b>

prioritarias las siguientes actividades:

Adjudicar las concesiones de los siguientes subsistemas de transporte: Santander, Antioquia y Sur-Huila y abrir la solicitud pública de oferta para la concesión del tramo Norte Huila - Tolima.

Iniciar la construcción de los gasoductos Sebastopol - Vasconia, y Balleas - Barrancabermeja.

Posteriormente, abrir las solicitudes públicas de oferta para adjudicar las concesiones de los subsistemas Caldas - Risaralda y Quindío - Valle.

El subsistema central que incluye Santafé de Bogotá y Boyacá se definirá ajustándolo progresivamente en la medida como se disponga de gas en Cusiana.

### H.3 ELECTRICIDAD

El Planeamiento de la Expansión del Sector Eléctrico Colombiano le correspondió a Interconexión Eléctrica S.A. - ISA- hasta la promulgación de la Ley 51 de 1989, que confirió esta función a la Comisión Nacional de Energía -CNE-

El último Plan de Expansión fue aprobado por Junta Directiva de ISA en Diciembre de 1988 y por Asamblea General de Accionistas en Marzo de 1989. El CONPES lo adoptó en Septiembre de 1989. Con este Plan se aprobó la construcción de los proyectos de Urrá I, Miel II, y Forze II y la elaboración de los diseños para los proyectos hidroeléctricos

de Nechí, Fonce, Porce III, Riachón y dos unidades carboeléctricas, una de 150 y otra de 300 MW. Posteriormente se decidió la construcción del proyecto de interconexión con Venezuela y la desviación del Río Ovejas al embalse de Salvajina.

Los proyectos aprobados para construcción completaron sus diseños, pero tanto estos como los autorizados para diseño están pendientes de financiación para continuar en sus actividades respectivas. Para las plantas térmicas a carbón se completó la información con consultas a fabricantes.

En el Plan de 1988, en cuanto a la red nacional de transmisión, se decidió la construcción de la primera etapa de la subestación San Marcos (Cali) y los diseños de la línea a 500 kV San Carlos-Cartago-Cali y las compensaciones Chinú y Caño Limón.

Los diseños de la subestación San Marcos se terminarán en Agosto de 1992 y se está llevando a cabo la gestión financiera ante el Banco Interamericano de Desarrollo -BID- para que este proyecto entre en servicio en 1995. Los diseños de los otros proyectos aun no se han comenzado por tener una holgura según su fecha estimada de puesta en servicio.

ISA desde 1989 hasta la fecha ha efectuado actualizaciones al Plan de Expansión teniendo en cuenta, entre otros, los siguientes aspectos:

- Cambios en la demanda, con distintos escenarios de sustitución de electricidad.



- Incorporación de criterios económicos en el nivel de la confiabilidad para el suministro de la energía a nivel de generación.

- Análisis de sensibilidad a algunos proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana capacidad.

- Consideración de opciones de repotenciación termoeléctricas, en la Costa Atlántica.

- Posibilidades de reforzar la interconexión con Venezuela. Los resultados muestran la necesidad de tomar decisiones a corto plazo para no enfrentar situaciones futuras de racionamiento o sobre costo por la ejecución de soluciones de emergencia.

El proyecto Urrá I de acuerdo con las políticas del Gobierno Nacional y por decisión de CONPES, en el Plan de Expansión de Generación se presenta para la continuación de su construcción.

Estudios preliminares realizados por ISA, indican que este proyecto con un carácter multipropósito es económicamente factible, si la participación del Sector Agropecuario u otros agentes es mínimo al 25% de sus costos totales.

En la actualidad, las políticas de reestructuración del subsector, que involucra, entre otros aspectos, diversificación energética, participación privada y libre acceso a las redes de transmisión, introducen cambios fundamentales en el planeamiento de la expansión: Es así como el nuevo plan de expansión será de referencia e indicativo.

para la conformación del nuevo plan la CNE encargó a ISA ejecutar los estudios técnicos, económicos y ambientales y a la Financiera Energética Nacional -FEN- elaborar los análisis financieros. Estos estudios actualmente están en ejecución.

En la Tabla 9 se presenta el portafolio preliminar de proyectos con las capacidades mínimas a construir en el periodo 1998-2002, para cubrir el escenario de demanda de energía y potencia 4.7% y un nivel de confiabilidad del 95%.

Según este portafolio preliminar, la infraestructura eléctrica nueva mínima requerida, tendrá una capacidad de dos millones de kilovatios. La canasta propuesta tiene tres proyectos de gas, ocho para carbón y seis hidroeléctricas.

Los proyectos de gas tienen diferentes alternativas. Pueden ser plantas nuevas, cuyo costo por cada kilovatio instalado es de aproximadamente 1500 dólares o por repotenciación, es decir, transformar las que existen de fuel oil a gas para elevar su eficiencia. En este caso el costo se reduce a 450 dólares.

En carbón, la canasta es más abundante ya que contempla ocho proyectos: Paica IV, Tasajero II, Tibitá, San Jorge, Zica IV, Amaga, La Loma y San Luis.

Adicionalmente, el plan presenta un colchón de seguridad compuesto por proyectos que deberían tener una capacidad de 500.000 kilovatios.

Entre 1992 y 2002, el país tendrá que gastar cerca de 300 millones de dólares por año para garantizar las obras

Tabla 9

ESTRATEGIA DE INVERSIONES DE GENERACION  
PROYECTOS PARA ADELANTAR ACCIONES (1)

OPCIONES	CAPACIDAD MINIMA A CONSTRUIR PARA EL PERIODO 1998-2002 (2)	PROYECTOS DISPONIBLES (3) (4)
GAS Repotenciación/Ciclo Combinado Turbogás/Ciclo Combinado	600 MW	Cartagena - 360 MW Barranquilla - 480 MW Suroccidente - 150 MW
CARBON	600 MW	Paipa IV - 150 MW Tasajero II - 150 MW Tibita - 300 MW San Jorge - 300 MW Zipe VI - 150 MW Amagá - 150 MW La Loma - 300 MW San Luis - 150 MW
HIDROELECTRICAS	600 MW	Urrá I <sup>(5)</sup> - 340 MW Porce II - 392 MW Miel II - 400 MW Miel I - 375 MW Riachón - 90 MW Desviación Ovejas
VENEZUELA	300 MW	Cúcuta Guajira - 300 MW Arauca
PRIVADO		Memoral - 90 MW Asocaña - 123 MW Ovejas (Ant.) - 12 MW Santa Ana - 11 MW Cementos Caribe - 155/255 MW
PLAN DE EMERGENCIA	188 MW	Ecopetrol - 68 MW Corelca - 120 MW

- (1) Para cada proyecto se debe adelantar la actividad siguiente en el cronograma de acuerdo con el estado actual del proyecto.
- (2) Estimada de acuerdo con los resultados del análisis de flexibilidad económica.
- (3) Para tener un plan flexible se deben adelantar acciones en por lo menos 2 veces la capacidad mínima requerida.
- (4) Proyectos propuestos de acuerdo con el catálogo disponible, en el futuro pueden presentarse modificaciones si aparecen nuevas alternativas.
- (5) Urrá I está próximo a continuar construcción.

complementarias a infraestructura eléctrica. En total, las proyecciones de ISA consideran que se requerirán 3.200 millones de dólares de hoy, sin considerar costos financieros, administrativos, operativos y de mantenimiento. Para cumplir con el desarrollo de estas obras, se prevé como crucial la participación de inversionistas privados.

De los análisis técnico-económico, de flexibilidad y ambiental se destacan los siguientes elementos con base en los cuales se deben orientar las estrategias de inversión:

- La alta composición hidroeléctrica por parte del sector residencial, al que corresponde un 50% del consumo, muestra la conveniencia de apoyar la estrategia de sustitución de electricidad por gas.
- Dado que el catálogo de opciones convencionales de expansión con que cuenta el subsector está limitado por su tamaño y sus características de regulación, se hace necesario adelantar estudios que permitan ampliar el catálogo de acuerdo con las necesidades del sistema y los crecimientos de la demanda. Por ejemplo, con proyectos de tamaños intermedios.
- En el campo térmico se requiere adelantar estudios pertinentes para proponer esquemas atractivos de desarrollo carboeléctrico, incrementar la participación privada en proyectos a gas y pequeñas hidroeléctricas.
- En este sentido, se han introducido algunas modificaciones menores al catálogo para adaptarlo a los requerimientos actuales con proyectos turbogás, ciclo combinado.

repotenciación, cogeneración y pequeñas hidroeléctricas. Algunas de estas opciones pueden ser desarrolladas por agentes privados. Se requiere un gran esfuerzo en estudios en este campo, como estrategia fundamental para hacer flexible el plan de referencia de la expansión.

- De otro lado, por la desigual distribución de la capacidad instalada, algunas zonas del país, que dependen en altos porcentajes de las redes de transmisión para la atención de su demanda, están sometidas a mayores riesgos de racionamiento, lo que lleva a restricciones adicionales en la operación.

- En cuanto sea posible, se debe tener una oferta de proyectos equilibrada a nivel regional y en diversidad de tamaños, acorde con los incrementos de demanda previstos, a fin de no introducir rigideces en la estrategia de expansión y disminuir así la vulnerabilidad de las diferentes regiones ante la indisponibilidad de líneas del Sistema Nacional de Transmisión.

- De acuerdo con los análisis de generación-transmisión, y dadas las características de los proyectos incluidos en el catálogo, en las circunstancias actuales el subsector requiere continuar o iniciar acciones de estudio, diseño, financiación y construcción de proyectos para el periodo 1998-2002 y adelantar estudios a diferentes niveles previos para el periodo 2003-2007.

- Los análisis de transmisión en el periodo 1998-2002 indican la necesidad de refuerzos de transmisión y compensación reactiva de la Costa Atlántica y el Suroccidente del país. Se

destaca la línea de 500 KV. San Carlos-Cartago-Cali, en tres etapas. Estos análisis también señalan la necesidad de instalar capacidad adicional de generación en estas zonas, con beneficios importantes para la operación.

- Los resultados de flexibilidad económica indican la conveniencia de desarrollar una estrategia de expansión que incluya diversidad de recursos, con énfasis en proyectos térmicos a gas y carbón, la prioridad del refuerzo a la Interconexión con Venezuela, como elemento fundamental para flexibilizar la estrategia de expansión y para dar robustez al Plan, y la inclusión de recursos hídricos como elemento al aporte térmico.

- Los análisis de vulnerabilidad hidrológica refuerzan las bondades de incrementar la componente térmica del sistema, por los menores racionamientos que se presentarían cuando se consideran hidrologías extremas.

- Los análisis de la vulnerabilidad a la Interconexión con Venezuela indican la importancia de este proyecto para la atención de la demanda: no obstante, es aconsejable desarrollar una estrategia que permita darle un respaldo térmico.

#### H.4 CARBON

En concordancia con la actividad eminentemente privada del subsector, la función del Estado se encuentra en fomentar el desarrollo de una oferta más creciente, dentro de un desarrollo armónico de la industria carbonera.

En este orden de ideas, deben destacarse las acciones de CARBOCOL para el mejoramiento de las relaciones entre productores y consumidores de carbón, con instrumentos tales como los estímulos al fortalecimiento del carbón a nivel legal, gremial y empresarial; así como también, los esfuerzos tendientes a procurar una concertación entre los diferentes agentes que intervienen en la cadena de su industria con la adopción, entre otros, de parámetros de calidad en la negociación.

Las expectativas de desarrollo del subsector, en sus tres fases principales (producción, transporte, y embarque para la exportación) se vislumbran de la siguiente manera:

#### **Producción**

En la década de los ochenta, el carbón se consolidó como uno de los principales productos de exportación. Esto le ha significado al país una participación del 8% en el mercado internacional de carbón térmico. Para 1993 se espera que dicha participación alcance el 10%.

En este campo y con el esperado desarrollo del mejoramiento técnico de las explotaciones mineras, se proyecta, bajo distintos escenarios de comportamiento de la demanda interna de carbón, que exista en reserva un significativo incremento de la oferta destinada a los mercados internacionales, principalmente representado por el desarrollo de los proyectos de gran minería en la Costa Norte del país (Guarín y Cesar), y el fortalecimiento de algunos proyectos de mediana escala en los Departamentos de Córdoba, Cesar,

Santander y Norte de Santander.

Así mismo se proyecta, bajo los diferentes escenarios, que el impacto de Programa de Apoyo y Asistencia Técnica a los mineros del carbón, incrementará la productividad promedio de las minas, la cual para el rango de la pequeña minería en 1992 mostraba una producción promedio mina de 4.218 Ton/Año, para el 2.000 se espera en 6.155 Ton/Año, reflejando un incremento del 46%.

El comportamiento de la oferta futura que se presenta a continuación lleva implícito los conceptos antes anotados.

TABLA 10  
EXPORTACIONES COLOMBIANAS DE CARBON  
(Millones Toneladas/Año)

	1992	1995	2000
CERREJON ZONA NORTE	14.2	15.0	15.0*
CERREJON ZONA CENTRAL	1.0	3.0	3.0
LA JAGUA DE IBIRICO	2.0	2.0	2.0
LA LOMA-EL BOQUERON	0.0	2.9	9.6
LA LOMA-SEMINERA	0.1	1.0	1.0**
CALENTURITAS	0.3	1.0	2.7
EL DESCANSO	0.0	0.0	2.0
OREGANAL	0.0	1.0	3.0
PTO. LIBERT. CORDOBA	0.2	0.2	0.3
OTROS	0.8	0.9	1.6
TOTAL	18.6	27.0	40.2

\* No incluye la Fase II del Cerrejón Zona Norte.

\*\* Posibilidad de abastecer térmica.



### *Transporte*

*En consideración a que el transporte del mineral puede llegar a agregar hasta un 50% de su valor final, es de gran importancia el desarrollo de esquemas de transporte adecuados a las exigencias de la geografía nacional.*

*El estado en que se encuentra la infraestructura para movilizar el recurso y sus posibilidades de mejoramiento son:*

***Fluvial:*** *Consiste en un sistema de una o varias barcazas empujadas por un remolcador.*

*En Colombia este sistema está subutilizado, pues, en el caso del carbón, sólo se emplea en algunos carbones del Cesar y de Córdoba, con destino a Barranquilla y Cartagena.*

***Ferrocarril:*** *Adecuado para el transporte del carbón en volúmenes y distancia significativa.*

*Aun cuando requiere de grandes inversiones de construcción de vías y adquisición de equipo, los costos de operación son relativamente bajos por lo que es una buena alternativa de transporte para los proyectos mineros.*

*El uso de este medio de transporte para la mediana y pequeña minería, ha sido escaso por falta de capacidad del sistema férreo actual, pero, se espera que con los desarrollos en vías que hará Ferrovías y la participación privada se incremente su utilización en forma significativa, tanto para movilizar carbón con destino a la exportación como para el flujo interregional del recurso.*

*Carretera:* Es el medio de transporte mas flexible. La existencia de una red vial mucho mas densa en comparación con los sistemas anteriores, facilita la movilización del carbón desde distintos orígenes a varios destinos. Tiene el inconveniente de presentar generalmente costos operacionales elevados, razón por la cual se vuelve ineficiente para altos volúmenes como para largas distancias. Sin embargo, es un sistema de transporte adecuado para determinadas distancias y volúmenes y es imprescindible para los productores que transportan carbón a centros de acopio o de consumo cercanos como complemento de los sistemas férreo y fluvial.

#### *Puertos.*

La infraestructura para el embarque del carbón han venido creciendo a medida que ascienden las exportaciones, las cuales hoy en día son de 18 millones de Ton/Año, pero los volúmenes proyectados para finales de la década serán aproximadamente de 40 millones de toneladas de carbón por año. Esto hace que sea conveniente prever la construcción de la infraestructura necesaria para el despacho de dichos volúmenes de carbon.

Debido a restricciones presupuestales, el Estado limitará su participación en la construcción y operación de puertos, por lo tanto, el desarrollo de los puertos carboníferos estarán a cargo del sector privado.

Los siguientes son los principales puertos existentes y los que se proyectan construir en los próximos años:

- Portete, en el departamento de la Guajira, propiedad de la

*Asociación Carbocol - Intercor.*

- *Puerto Zúñiga, en Santa Marta, de propiedad de Prodeco.*
- *CarboAndes en el terminal de Santa Marta.*
- *Carbones del Caribe, en Barranquilla.*
- *Atlantic Coal, en Barranquilla.*
- *Colclinker en Cartagena, de Cementos del Caribe.*
- *Tolcementos en Tolú, de Cementos del Caribe.*
- *Terminal en Buenaventura, de Induminas.*

#### **Nuevos Puertos**

*Drummond, en Ciénaga.*

*Sociedad Portuaria del Norte, en Ciénaga.*

*Prodeco en Ciénaga.*

*Carbones del Caribe, en Ciénaga.*

*CarboAndes, en Ciénaga.*

*Ciénaga Mallorquin, en Barranquilla, de Carbones del Caribe.*

*Socoded, en Barranquilla.*

#### **H.5 FUENTES NO CONVENCIONALES**

*El aprovechamiento de estas fuentes se desenvuelve básicamente, dentro de un contexto de planificación regional, y por tanto, existen diversos planes y programas zonales para tal fin; entre los cuales se destacan los siguientes:*

*El Plan de Desarrollo de Zonas Aisladas -PDZA- mediante la utilización de los recursos energéticos localmente disponibles, busca promover las fuentes alternativas de energía para la satisfacción de las necesidades básicas.*

Los estudios acerca de los proyectos pilotos seleccionados para conformar este Plan se están llevando a cabo mediante acuerdos con los municipios beneficiados y convenios interadministrativos con las electrificadoras de Nariño, Guajira, Cesar y Meta. Así mismo, se ha convenido con el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL- y la Corporación para el Desarrollo Regional de Nariño -CORPONARIÑO la complementación e integración de este Plan.

Entre los estudios realizados para los proyectos pilotos del PDZA están:

Estudios Socioeconómicos y de Planificación Energética.  
Estudios de Factibilidad, para los proyectos:

- . Microcentral Hidroeléctrica de Cumbitara (Nariño)
- . Minicentral Hidroeléctrica de Acandí (Chocó)
- . Municipio de la Macarena (Meta)
- . Minicentral Hidroeléctrica de Caracolí (Guajira)
- . Pequeña Central Hidroeléctrica de Bahía Solano (Chocó)
- . Tubo-Bomba y cargador hidráulico de baterías
- . Minicentral del Municipio de Unguía (Chocó)

Adicionalmente, para el Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica -PESENOCA- se ha celebrado un convenio entre el Consejo Regional de Política Económica y Social de la Costa Atlántica y Min-Minas para establecer la factibilidad de soluciones energéticas concretas en las zonas rurales de esta región del país. También MME está estudiando la posibilidad de impulsar otro plan de energización rural con el Consejo Regional de Política Económica y Social de la Orinoquía.

Otros Programas que está estructurando la Dirección de Fuentes No Convencionales de Min-Minas son:

- . Extensión de las aplicaciones de Fuentes No Convencionales, tales como energía solar, utilización del bagazo de caña y la cascarilla del arroz.

- . Plan de Microcentrales con el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL-

- . Plan de Desarrollo Minero-Energético del Sur de Bolívar, y el Plan de Bricquetización.

De otro lado, la Comisión Nacional de Energía, en el interés de estructurar un Programa Nacional para el aprovechamiento de estas fuentes no convencionales, ha encomendado al Instituto de Asuntos Nucleares la contratación, con consultores particulares, de un estudio al respecto, el cual estará terminando en el presente año.

#### H.6 VISION CONSOLIDADA

De conformidad con lo expuesto en el presente capítulo, se desprende la necesidad de procurar un desarrollo integrado de todo el sector energético, que permita la definición de prioridades y el papel del Estado en todo el contexto energético.

Por estar la economía nacional soportada en buena medida en el aprovechamiento del petróleo, la prioridad debe ser alta en asignar recursos estatales para el desarrollo de este

subsector. La reposición de las reservas que se van consumiendo, demandan un esfuerzo sostenido en búsqueda de nuevos hallazgos; no solo en forma directa, sino también en estudios previos a la perforación misma que sirvan de indicio a terceros sobre la potencialidad de áreas frías; esta es una manera eficaz de promover la vinculación de las petroleras internacionales que, buscan entre otras cosas, invertir en países con mayor posibilidad de hallazgos.

Adicionalmente, este subsector, en su componente de refinación, requiere de inversiones sostenidas en el tiempo con las que se garantice el mantenimiento del aparato refinador en adecuado estado de funcionamiento, la reposición de instalamentos que van culminando su vida útil, y el crecimiento de la infraestructura requerida para atender las mayores demandas nacionales.

A nivel de asignación de los recursos del Estado, aparece luego para la conveniencia nacional, el soporte al programa de Masificación en el Consumo de Gas, pues en la medida como se logre desarrollar este energético se posibilita la liberación de electricidad para fines más convenientes y por ende se disminuyen y difieren de mejor manera las inversiones en el subsector de electricidad. O sea, los planes de este último subsector estarían subordinados a los planes para el gas.

De todas maneras en el subsector eléctrico se requieren nuevas inversiones. El actual racionamiento de fluido eléctrico, y lo que en pérdidas económicas ha significado para el país, indican la necesidad de robustecer el sistema con nuevas plantas y disponer de un "colchón" de seguridad.

que le permita superar situaciones críticas de la hidrología, a las cuales el sistema es particularmente vulnerable. Además, por el largo proceso que se requiere para madurar proyectos eléctricos, conseguir su financiación y materializarlos en obras, es oportuno retomar la senda de la planificación del largo plazo para el subsector, con planteamientos como los que acompañan el plan de referencia para la expansión eléctrica en trance de aprobación, en los que se ha tenido en cuenta la comparación de las diversas opciones de suministro de energéticos que le competen a la electricidad. se han insertado criterios estratégicos de evaluación, adicionales a los del mínimo costo, buscando la configuración de un plan más flexible y a la vez que contribuya a una reformulación óptima de la canasta energética nacional.

Para el impulso del carbón, por estar su explotación a cargo del sector privado a excepción del Cerrejón, la acción del Estado se vislumbra encaminada a ampliar la oportunidad de su demanda local mediante el incremento de las plantas térmicas para la generación de electricidad bien sean propias o facilitando la instalación de las mismas como parte integrante de contratos a acordar con terceros para nuevas explotaciones mineras: a su vez es importante que se le dé impulso, a través de CARBOCOL, al desarrollo de estudios de reconocimiento geológico en procura de identificar y evaluar nuevas reservas en áreas inactivas que permitan a su vez considerar nuevas opciones de suministro regional. Así como la continuidad y fortalecimiento de la acción promotora y reguladora del Estado en el desarrollo de la industria carbonífera.

Por último, para un aprovechamiento óptimo de las fuentes no convencionales sería muy conveniente que la iniciativa de la CNE para formular un Plan Nacional para su aprovechamiento desembocará en programas concretos para ser incluidos en el Plan Energético Nacional (P.E.N.).



Proyecto plan energético nacional diagnostico  
área de la oferta .informe final versión  
preliminar

333.914 P969p Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

FECHA