

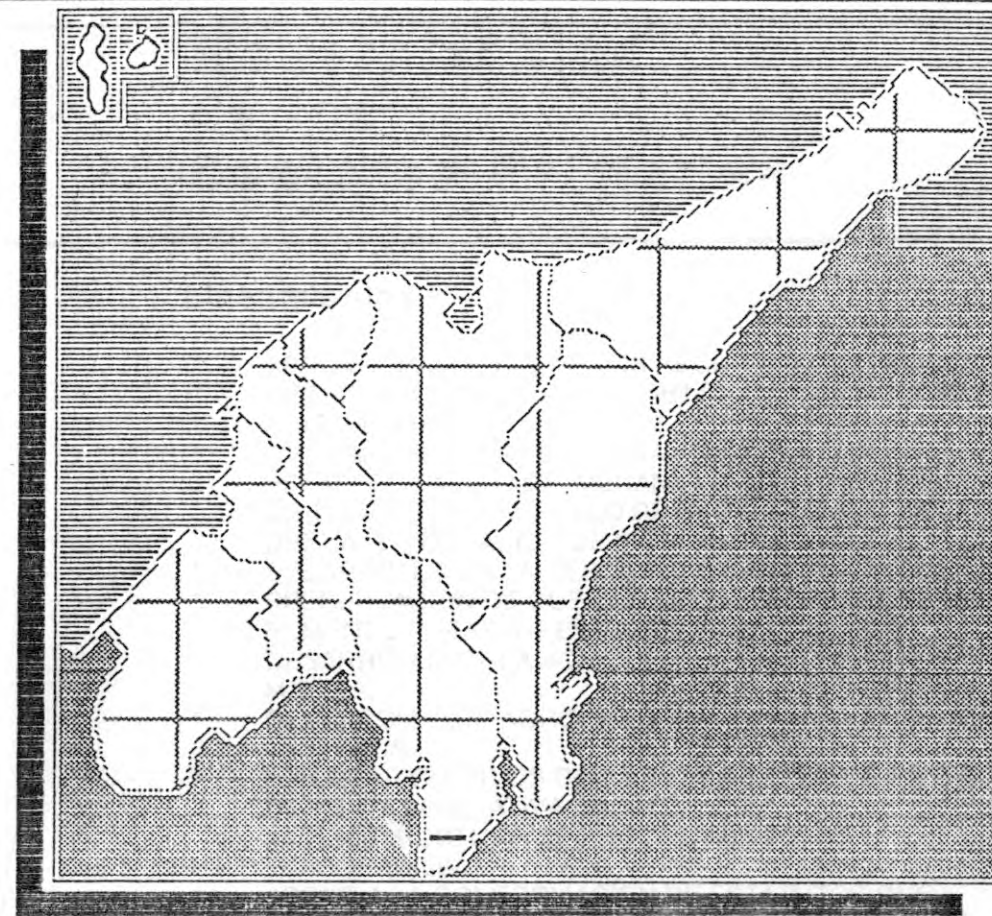
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**PLAN DE DESARROLLO REGIONAL
COSTA ATLANTICA**

1990

9861

Plan de Desarrollo Regional Costa Atlántica



Modernización de los Sectores Primarios

Documento PDR 03.02.03-1 **Séctor Minero- Energético**

Basado en el trabajo elaborado por
y
Dirección y Coordinación
Santa Marta

Jaime Delgado
Alberto Brumman
Unidad Técnica del
Corpes de la Costa Atlántica
Julio de 1990

Plan de Desarrollo Regional Costa Atlántica

Modernización de los Sectores Primarios

Lineamientos

- APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS NATURALES.
- RECUPERACION DE LA RENTABILIDAD DE LA ACTIVIDAD AGROPECUARIA.
- AMPLIACION DE LA FRONTERA AGRICOLA CON ESTABLECIMIENTO DE MECANISMOS DE HABILITACION DE TIERRAS, DESARROLLO DE PROYECTOS DE RIEGO, DRENAJE Y DOTACION DE INFRAESTRUCTURA.
- DESARROLLO DE LA PESCA INDUSTRIAL.
- PRESERVACION DE CUENCAS HIDROGRAFICAS, Y FOMENTO PARA LA PESCA CONTINENTAL.
- DESARROLLO DE LA ACUICULTURA CONTINENTAL Y MARINA.
- DESARROLLO DE AGROINDUSTRIA DE PRODUCTOS DE LA REGION.
- IMPULSAR CULTIVOS CON VENTAJAS COMPARATIVAS, DE VENTAJA RELATIVA DINAMICA Y SU INFRAESTRUCTURA DE PROCESAMIENTO Y ELABORACION.
- APOYO A LA CONFORMACION DE ESTATUTOS QUE REGLAMENTEN Y NORMATICEN EL USO RACIONAL DE LOS RECURSOS.
- PRODUCCION PARA EL ABASTECIMIENTO ALIMENTICIO DE LA POBLACION.
- EXPLOTACION ADECUADA DE SU POTENCIAL MINERO ENERGETICO E IRRIGACION DE SUS BENEFICIOS.
- GRAN IMPULSO A LA CIENCIA Y LA TECNOLOGIA

Documento PDR 03.02.03-1

Unidad Técnica del
Corpes de la Costa Atlántica

Santa Marta Julio de 1990

ENERGIA Y MINERIA EN LA COSTA
ATLANTICA PARA EL SIGLO XXI
SECTOR ENERGIA
RESUMEN EJECUTIVO

1. DIAGNOSTICO DEL SECTOR

Introducción

El sector energético comercial de la Costa Atlántica tiene una reconocida importancia tanto en el ámbito nacional como en el internacional principalmente por la magnitud de sus reservas gasíferas y carboníferas, las cuales representan el 65% y el 85%, respectivamente, de las disponibilidades nacionales probadas de estos combustibles.

En 1989 el mercado del gas natural de la región representó el 70% del total nacional mientras que la producción carbonífera se situó en el 68% y se dedicó casi exclusivamente a la exportación. *14*

En lo que respecta a los datos históricos, en 1986 la región importó del interior cerca del 18.7% de la producción nacional de crudo la cual empleó para refinar el 22.3% de los productos blancos producidos en el país (de los cuales utilizó internamente el 16.1%) y el 34.9% de los productos negros, exportando prácticamente la totalidad de estos últimos.

Por sus puertos se manejó el 82% de la exportación de crudo nacional y se movilizó el 90% de la gasolina importada por el país en ese año.

En materia de electricidad en 1986 en la costa se generó el 63% de la generación térmica nacional y el 15.1% de la generación total del país, mientras que el consumo interno de energía eléctrica representó el 18.3% del total.

Se observa como la Costa Atlántica se ha constituido en una región con un alto crecimiento del consumo final de energéticos comerciales, representado por una tasa promedio anual del 5.6% en el período de 1984-1986 con relación al 3.1% del promedio nacional. Dentro de este crecimiento se destaca el sector industrial (con una participación del 43.9% en 1986 y un crecimiento promedio del 11.1% en su consumo), seguido por el sector transporte (con una participación del 39.3% y un crecimiento del consumo del 1.3% anual) y el sector residencial (con una participación del 11.0% si se incluye el GLP para usos comerciales y un crecimiento del 5.1% anual del consumo energético). *epo*

Otros sectores (comercial, oficial y agrícola) representaron una participación del 5.8% en ese año.

El gas natural representa el energético más importante para el sector industrial (que lo utiliza en una proporción del 82.7%) y *epo*

para la generación eléctrica (donde se consume en un 99.0%). Así mismo cada día adquiere mayor importancia en el sector residencial (donde en 1986 participó en el 13.6%).

Los productos refinados de petróleo se utilizan principalmente en el sector transporte (donde participan en un 100%) aún cuando se utilizan en todos los demás sectores (en proporción que varía desde el 93.0% en el sector agrícola hasta el 2.8% en el sector industrial, y un 27.3% en el residencial).

El carbón ha venido incrementando su modesta utilización en el sector industrial donde participa en un 4.0%.

Finalmente la electricidad se utiliza principalmente en el sector residencial (en donde participa en un 59.1%) con participaciones en los demás sectores que varían desde el 75.3% en el oficial, hasta el 10.6% en el industrial.

En lo que respecta a sectores energéticos tradicionales se observa la gran importancia de la leña y el carbón vegetal, cuyo consumo representó entre el 23% y el 31% del total de las fuentes comerciales utilizadas en 1985, en términos de energía efectiva.

Los trabajos evaluativos que se vienen realizando en la Costa con miras a establecer lineamientos para un desarrollo futuro del Sector, colocan en primer renglón de importancia al sector energético comercial, dentro del cual el carbón juega un papel macroeconómico, mientras que el gas natural con la electricidad y los productos del petróleo, constituyen los pilares del abastecimiento energético regional.

También se ha podido identificar la enorme importancia económica y ambiental que implica el uso de la leña en la región, y que origina en buena parte de los municipios un preocupante déficit de oferta.

Asimismo se consideran importantes para el área rural los sectores energéticos nuevos y no convencionales, en forma tal que se han identificado aquellos que son aplicables en la región, e iniciado una acción concreta para implementar el desarrollo de los mismos, con énfasis en la atención de las gentes menos abastecidas en la actualidad, como es el caso de la aplicación de la tecnología solar y de las pequeñas plantas hidroeléctricas para atender las demandas rurales.

También se ha detectado la importancia de actuar en el área de la administración de la demanda de energía, con estudios específicos que han mostrado la manera de lograr significativos ahorros económicos en el abastecimiento energético de industrias, hoteles, agroindustrias de diferentes tipos y de casos críticos como el del acueducto de Barranquilla.

Localizar estudio

1.1 Subsector CARBON.

La Costa Atlántica Colombiana cuenta con tres zonas carboníferas principales para el desarrollo de una minería tecnificada y moderna en el curso de los próximos veinte años, que son la Zona del Cerrejón, la de La Loma/La Jagua y la del Alto San Jorge/San Pedro.

1.1.1 Reservas y Calidad del Carbón.

Estas zonas cuentan con 8695 millones de toneladas de carbón, de las cuales el 63% son demostradas tal como se resume a continuación.

RESERVAS CARBONIFERAS DE LA COSTA (Millones de Toneladas)

ZONA	RESERVAS DEMOSTRADAS	RESERVAS TOTALES
Guajira	3.670	3.670
Cesar	1.252	1.964
Córdoba	577	3.161
TOTALES	5.499 → 63%	8.695 → 100%

Del volumen de reservas demostradas de carbón en Colombia, el departamento de la Guajira posee el 56.4%, o sea un total de 3.670 millones de toneladas. El resto de la Costa Atlántica tiene el 28.1% en Córdoba y Cesar, mientras que las zonas del interior tienen el 15.5% restante (principalmente en Cundinamarca y Boyacá).

1.1.2 Producción histórica.

La producción de carbón en la Costa ha venido en aumento durante los últimos años; mientras que en 1981 se extrajeron 90 mil toneladas, en 1989 se alcanzó los 12.9 millones. El significativo aumento en los últimos años se debe al aporte de El Cerrejón-Zona Norte. En 1989 este complejo alcanzó los 11.4 millones de toneladas de producción. En el CUADRO 1 se presenta la producción histórica de carbón en la Costa Atlántica como en el resto del país, en el período de 1980 a 1989.

A los niveles actuales de producción, las reservas carboníferas de la Costa, constituyen una fuente energética prácticamente inagotable al presentar una relación R/P (relación Reservas/Producción) de 425 años, lo cual muestra la enorme abundancia del recurso y la conveniencia de establecer nuevos mercados en el exterior.

1.1.3 Desarrollo de las Exportaciones.

a) Mercado Internacional

La construcción de nuevas plantas de generación eléctrica en Europa y el Lejano Oriente ha hecho que el mercado de carbón de tipo térmico ofrezca las mejores perspectivas de comercialización para nuestro país. En 1988 se intercambiaron en el comercio internacional un total de 160 millones de toneladas de carbón térmico (algo más del 5% del consumo) de los cuales 9.2 millones de toneladas (el 6% del volumen de intercambio mundial), se abastecieron con carbón de la Costa Atlántica. L ?

Un aspecto favorable para el país es la reciente recuperación de los precios de exportación, los cuales se habían deteriorado de manera notable entre 1983 y 1987. En el caso del carbón colombiano, el precio FOB de exportación por tonelada pasó de US\$ 27.4 en 1987 a US\$ 29.3 en 1988 y en 1989 se situó en un nivel promedio cercano a US\$ 36.

Esta situación muestra que la demanda de carbón térmico y la recuperación de los precios internacionales del mineral abren grandes posibilidades a Colombia en el mercado mundial, las cuales se podrán aprovechar al máximo dados factores como la calidad, las abundantes reservas y los avances técnicos que registra la Costa en materia de producción. Toni

1.1.4 Los Impuestos por la Explotación de Carbón.

El Fondo Nacional del Carbón que administra CARBOCOL (hoy transformado al Fondo de Fomento del Carbón por el decreto 2656 de 1988) fue creado mediante la ley 61 de 1979; constituye el mecanismo financiero dispuesto por el Gobierno Nacional para la financiación del desarrollo de la industria del carbón en el país. Opera como un sistema de cuentas, cuya principal fuente de ingresos la constituye el impuesto a la producción del carbón el cual equivale al 5% del valor en boca de mina del mineral extraído.

Con el fin de garantizar el suministro de carbón para el consumo interno y hacerlo lo más eficiente posible, el Fondo de Fomento del Carbón y CARBOCOL han destinado importantes recursos al desarrollo del sector carbonífero de la Costa, tal como se muestra en el CUADRO 2.

1.2 Subsector GAS

La Costa Atlántica es en la actualidad la región con mayores reservas y producción de gas natural y se ha consolidado como región líder en la disponibilidad y aprovechamiento de las reservas colombianas de hidrocarburos gaseosos.

1.2.1 Exploración y Reservas

La Costa Atlántica posee cuatro de las trece cuencas sedimentarias aptas para almacenar hidrocarburos en el país. La cuenca de

Los Cayos costa afuera y la de Los Valles del Cesar y Ranchería, se pueden considerar de baja productividad, mientras que la del Bajo Magdalena-El Caribe y la de la Guajira son típicamente gasíferas. En su conjunto, estas cuatro cuencas tienen un extensión de 237.000 Kmts² que representan un 32% de la extensión total.

Mediante exploración magnetométrica se había cubierto a diciembre 31 de 1985 un 45% aproximadamente del área total de las cuencas sedimentarias de la Costa Atlántica. Por exploración gravimétrica el cubrimiento era de 12% y por exploración sísmica aproximadamente un 37%.

De las reservas originales descubiertas con 4443 GPC, se han utilizado 1.400 GPC, (30.8%), quedando un remanente de 3.077.1 GPC a diciembre 31 de 1986, de las cuales el 60% corresponden a la participación de ECOPETROL. Para este último año, la relación reservas/producción era a nivel regional de 31 años. Esta misma relación era de 26 años para el país y a nivel mundial de 60 años. Las perspectivas de reservas por descubrir varían entre 2.750 GPC y 8.190 GPC, según la fuente que se utilice y equivalen del 60 al 70% de las calculadas para todo el país.

La distribución de las reservas por campos se resume a continuación:

RESERVAS DE GAS - COSTA ATLANTICA
(GPC a Dic. 31 de 1986)

desactualizado

	ORIGINALES	PRODUCCION ACUMULADA	REMANENTES
Cicuco	230.6	220.4	10.2
Guajira	3624.7	565.5	3059.2
San Jorge	33.2	29.7	3.5
El Difícil	320.6	323.6	-
Total	4442.9	1367.8	3077.1

1.2.2 Producción

Gas Natural

El descubrimiento de los campos de la Guajira (Chuchupa, Ballenas y Riohacha) en el periodo 1973-1975, contrarrestó oportunamente la declinación de los yacimientos de El Difícil, Cicuco y Jobo Tablón, así como el rápido agotamiento que se ha observado en el contrato de asociación San Jorge (Sucre, Castor). La incidencia de las reservas de La Guajira y la construcción del gasoducto troncal de la Costa, se aprecia en el hecho de que la tasa geométrica de crecimiento anual de la producción bruta de gas, pasó de 1.5% en el periodo 70-75, a 19.21% durante el periodo 1975-1980, con una tendencia a estabilizarse en el lapso 1980- 1986, con una

tasa del 4.6% anual. En 1986 el nivel de producción alcanzó los 260.6 MPCD.

Gas Propano

Con relación a la producción de gas propano, la declinación en Plato y Cicuco ha sido compensada por incrementos en Cartagena para una tasa de incremento del 4.5% promedio anual entre 1970 y 1986. Desde 1984, la producción se ha estabilizado alrededor de los dos millones de galones mensuales, mientras en el resto del país se registra un aumento. Por esta razón la participación regional es similar a la que se tenía en 1972, que era de un 62%, pero con tendencia a disminuir. El gas natural domiciliario deberá compensar esta restricción en la oferta del GLP.

La Costa Atlántica es la región con la más alta participación en el mercado nacional de GLP. Este combustible satisface el 56.2% de las necesidades energéticas domiciliarias de los estratos socio económicos urbanos de menores ingresos en la región. Hasta ahora el gas natural se concentra en los grupos de altos ingresos y abastece aproximadamente el 81% de los requerimientos de los dos estratos de mayores recursos.

Transporte

El gas natural es transportado por gasoductos troncales y por lo tanto su distribución está limitada a la extensión de esta red. Los campos de la Guajira se conectan con Barranquilla y Cartagena a través del gasoducto troncal de la Costa, con 20" de diámetro y capacidad de 250 MPCD hasta Barranquilla (287 Kmts) y de 120 MPCD hasta Cartagena (112 Kmts).

El gasoducto troncal tiene derivaciones a Pájaro, Riohacha y El Rodadero. A Barranquilla llega también el gasoducto de 148 Kmts desde El Difícil, con 12" y capacidad de 54 MPCD, y desde Cicuco con 10", con capacidad de 45 MPCD en 228 Kmts de longitud.

Existen redes locales para servicio domiciliario en Barranquilla, Cartagena, Santa Marta, Riohacha, Soledad, Sabanalarga, Malambo y otras poblaciones. Los pozos de Jobo-Tablón se conectan a Cartagena con un gasoducto de 200 Kmts, 10" de diámetro y capacidad de 50 MPCD. También se conecta con Montelibano y Cerromatoso a 85 Kmts, con diámetro de 8" y capacidad de 30 MPCD, existen también derivaciones a Sincelejo y Tolcementos.

Actualmente está en construcción el gasoducto Sahagún-Montería con 10" de diámetro y 60 Kmts. de longitud, que alimentará las ciudades de Montería Cereté y su área de influencia, principalmente para consumo domiciliario y en parte industrial. Así mismo Promigás iniciará en el segundo semestre del año en curso un programa de extensión de redes de distribución de gas natural a las principales poblaciones de la Costa Atlántica con longitud total de 700 Kmts.

950
54
45
50
399

Project
on air

Los campos de la Guajira, Cicuco y El Difícil cubren los mercados de Atlántico, Magdalena y Guajira. Las zonas de Bolívar, Sucre y Córdoba, son abastecidas desde Jobo-Tablón, Sampues, San Jorge y La Guajira.

1.2.4 Consumo regional

El mayor consumidor de gas natural en la Costa es el sector eléctrico, con el 100% de su capacidad, de generación térmica adaptada para consumir gas.

Los principales consumidores de Gas Natural en el sector industrial y comercial y la refinería de Cartagena son abastecidos directamente desde líneas troncales. Las empresas comerciales o industriales relativamente pequeñas se alimentan a través de las redes domiciliarias.

En 1986 la Costa llegó a un total de 44.940 usuarios conectados en el sector residencial (49% del total nacional). En febrero de 1989 el total de usuarios domiciliarios conectados era de 105.134 usuarios, con un consumo de 6.0 MPCD, durante 1988, que representa el 2.1% del consumo total en la Costa. Si se tiene en cuenta que el total de usuarios residenciales en el sector eléctrico era a diciembre de 1988 de aproximadamente 696,049 se establece que el cubrimiento de la distribución de gas a nivel residencial es aproximadamente el 15% del total de usuarios de electricidad a nivel total de la Costa Atlántica.

El consumo regional en ese mismo año (1988), se distribuyó en un 63% termoeléctrico, 2.5% ECOPETROL, 3.4% Petroquímico, 30.7% industrial y 0.8% residencial. Si bien el consumo en el sector eléctrico presentó altas tasas de crecimiento en los años anteriores a 1983, hacia el futuro se espera un descenso en la participación eléctrica en favor de los sectores residenciales y de transporte.

1.3 Subsector ELECTRICIDAD

El servicio de energía eléctrica en la Costa Atlántica es prestado por la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA) y por ocho Electrificadoras Departamentales, y una Municipal.

CORELCA se encarga de la generación, transformación y transmisión de la energía eléctrica producida en sus plantas propias o adquirida en bloque a ISA u otras Empresas, para venderla en bloque a sus filiales y a los Complejos Industriales y Mineros establecidos en la región. Además, supervisa, coordina y presta apoyo técnico y financiero a sus filiales.

Son filiales de CORELCA, las Electrificadoras de los Departamentos del Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Cesar, Guajira, Intendencia de San Andrés y Providencia y la Electrificadora de Magangué adscrita a la de Bolívar.

Con la creación de CORELCA a fines del año de 1967, se dió un paso definitivo para el desarrollo del Sector Eléctrico de toda la Costa Atlántica, con lo cual se pudieron adelantar las obras necesarias para cubrir de una manera más oportuna y eficiente la demanda de energía de la región, contando con nuevas plantas generadoras de mayor capacidad y redes de transmisión de alto voltaje (220 kV y 110 kV) de una mayor longitud y cubrimiento de área.

1.3.1 Características técnicas del sistema eléctrico

Plantas de Generación Eléctrica

El Sector Eléctrico de la Costa Atlántica completó en 1987 una capacidad instalada de 1,143.7 MW en unidades térmicas a vapor y turbogases en el Sistema Interconectado Continental, de la cual el 78% era de propiedad de CORELCA y el 22% de las Electrificadoras.

La capacidad instalada en pequeñas plantas diesel que prestan el servicio de energía eléctrica a localidades aisladas del Sistema Interconectado Continental sumaba unos 24.7 MW, mientras alcanzaba los 29.2 MW en las Islas de San Andrés y Providencia.

Es importante hacer notar que la generación de energía eléctrica en la Costa Atlántica es térmica prácticamente en su totalidad y su capacidad instalada representó a finales de 1987 el 49.4 % de la capacidad térmica total instalada en la Nación. La capacidad total instalada en la Costa Atlántica, fue en esa época el 16.2 % de la capacidad total instalada en el País.

Subestaciones y redes de transmisión y subtransmisión

El Sistema de Transmisión y Subtransmisión actual se fundamenta en 4.432 kilómetros de líneas de alto voltaje de uno y dos circuitos, que se extiende a lo largo y ancho de la geografía de la Costa Atlántica.

El total de capacidad de transformación de las Subestaciones del Sistema es de 5.522 MVA. El 52 % de este total es propiedad de CORELCA, el 26 % propiedad de las Electrificadoras de la Costa Atlántica y el 22 % de otras empresas.

Proyecto de Microcentrales

Existen regiones aisladas que por estar muy apartadas de las estaciones de generación y transmisión eléctrica, no están contempladas a mediano plazo dentro del programa de interconexión establecido por el Plan de Electrificación Rural de la Costa Atlántica-PERCAS-, pero que tienen fuentes hídricas cercanas con potencial adecuado para abastecer su requerimientos de energía.

En opinión de expertos en materia de fuentes alternativas de energía como la Solar, Geotermia, Eólica y Microcentral Hidroeléctrica, esta última es la que ofrece el panorama más promisorio en función de la tecnología disponible. Puede ser construida y mantenida localmente y su efecto ambiental es mínimo. Produce altos beneficios en comunidades rurales, donde permite sustituir pequeñas centrales alimentadas con derivados del petróleo.

*Recursos
energéticos
alto*

De acuerdo con lo anterior, se han identificado en la Costa Atlántica algunos Proyectos de Microcentrales, alguno de los cuales se presentan a continuación:

MICROCENTRAL DE RIO PIEDRAS (250 KW): Ubicada cerca al Corregimiento de Bonda, Municipio de Santa Marta.

MICROCENTRAL DE PALMOR (300 KW): Está en la etapa de diseño y beneficiará a la localidad de Palmor, zona cafetera localizada en la Zona Occidental de la Sierra Nevada de Santa Marta.

MICROCENTRAL DE NABUSIMAKE (30 KW): Está en la etapa de reconocimiento e identificación y beneficiará el Centro Regional Indígena de San Sebastián de Rabago o Nabusimake, y a otras veredas y sitios indígenas cercanos del Departamento del Cesar.

MICROCENTRAL DE SIMITI (1900 KW): Proyecto localizado en el Municipio de Simití (Bolívar) sobre el cauce de la Quebrada La Fría. Beneficiará a las poblaciones de Simití, Santa Rosa, San Blas, San Luis, Cerro Burgos y Las Brisas.

MICROCENTRAL DE SANTA ROSA DE SIMITI (300 KW): Proyecto localizado en el Municipio del mismo nombre en el Departamento de Bolívar, sobre el cauce de la Quebrada Platanal.

Además de los anteriores, existen otros núcleos poblacionales en formación, con recursos potenciales para el desarrollo de Microcentrales como:

- Buritaca y Guachaca, en la carretera entre Santa Marta y Riohacha.
- San Pedro de la Sierra, población cafetera del Departamento del Magdalena.
- La Tagua, población cafetera cercana a Santa Marta.
- También el poblado de Saiza en la región del Alto Sinú.

1.3.2 Procesos de conversión y pérdidas

Flujo de la energía

A continuación se muestran los flujos de la energía utilizada por el Sector Eléctrico de la Costa Atlántica en 1984, 1985 y 1986.

Una parte de esta energía proviene de los combustibles fósiles quemados por las plantas del Sistema, y otra parte es energía eléctrica importada (en mucha menor proporción):

	1984		1985		1986	
	(GWH)	(%)	(GWH)	(%)	(GWH)	(%)
Total Combustibles:	17.803.4	100.00	16.853.3	100.00	17.135.5	100.00
- Gas natural:	16.247.0	91.26	16.497.1	97.88	16.958.7	98.97
- Carbón:	550.2	3.09	238.6	1.42	81.7	0.48
- Fuel Oil:	903.4	5.07	3.6	0.02	7.0	0.04
- ACPM:	102.8	0.58	114.0	0.68	88.0	0.51
Total Importaciones:	358.7	100.00	326.9	100.00	865.1	100.00
Compras a ISA	334.2	93.17	314.4	96.20	849.3	98.17
Compras a ENELVEN	24.5	6.83	4.8	1.44		
Compras a E.P.M.			7.7	2.36	15.8	1.83

Actualizado

Pérdidas de Energía en la Conversión de Energía Primaria a Eléctrica

Las plantas térmicas del Sistema Eléctrico convirtieron la energía térmica presente en los combustibles fósiles en energía eléctrica, con una eficiencia global del 25.3 % en 1984, 25.6 % en 1985 y 24.6 % en 1986, lo cual significa que las pérdidas de energía en el proceso de la conversión de energía primaria a eléctrica ascendieron a la suma de 13.305.0 GWH en 1984, 12.533.9 GWH en 1985 y 12.920.7 GWH en 1986.

Pérdidas en la Transmisión y la Distribución

Las pérdidas por transmisión de energía de alta tensión (mayor de 66 kV) fueron del orden de 136.5 GWH en 1984, 133.9 GWH en 1985 y 130.2 GWH en 1986.

Las pérdidas en los Sistemas de Subtransmisión y de Distribución (Circuitos Primarios y Secundarios) pertenecientes a las Electricificadoras Departamentales, se estimaron en 903.2 GWH en 1984, 931.8 GWH en 1985 y 1.032.2 GWH en 1986.

Debido al crecimiento y magnitud de estas pérdidas a nivel de Distribución, CORELCA realizó en 1982 con una firma consultora, el "Estudio de Pérdidas de Energía del Sistema Eléctrico de la Costa Atlántica", con el fin de detallar mejor el origen de estas pérdidas.

Según este estudio el porcentaje de pérdidas de energía identificado a nivel de Subtransmisión y Distribución con relación a la energía disponible se distribuyó así en 1983: las pérdidas físicas o técnicas por deficiencias en los Sistemas de Subtransmi-

sión y Distribución el 7.95 %, y las pérdidas por energía no facturada el 14.61 %, para un total de Pérdidas del 22.56 %.

Estas pérdidas influyen significativamente en la situación financiera y técnica de las empresas, razón por la cual las empresas de energía eléctrica de todo el país, y particularmente las de la Costa Atlántica, están empeñadas en la ejecución de programas destinados a la disminución de estas pérdidas de energía.

1.3.3 Problemática actual del sector eléctrico regional

Los problemas básicos para el desarrollo del sector eléctrico de la Costa Atlántica en la actualidad se pueden resumir así:

La difícil situación financiera del sector.

Este es un mal que se ha venido agravando durante los últimos años a nivel del sector eléctrico nacional. El tamaño del sector en relación con la economía del país había adquirido una proporción tal que había comprometido hasta la ejecución de los programas sociales de mayor prioridad del gobierno nacional, debido a los crecientes requerimientos de las empresas del sector eléctrico, por recursos del presupuesto nacional necesarios para cumplir los compromisos financieros adquiridos.

Es así como el endeudamiento del sector eléctrico alcanzó hasta un 30% del endeudamiento público nacional, llegando a tener una magnitud desproporcionada en relación con su contribución al producto interno bruto del país.

La solución de este problema en la Costa ha requerido de una medida de desaceleración drástica de las inversiones del sector, dándosele prioridad a los programas de recuperación de pérdidas que venían alcanzando niveles alarmantes, de acuerdo a los estándares internacionales. Asimismo, requerirá de una reestructuración financiera de CORELCA y de las Electrificadoras.

El equilibrio entre la Oferta y la Demanda de electricidad.

Durante una época muy reciente este balance favoreció ampliamente el lado de la oferta, creando un desequilibrio estructural entre el nivel de recursos requeridos para cancelar el servicio de la deuda, y el nivel de ingreso de las empresas. A su vez este desequilibrio económico ya está incidiendo en la falta de capacidad financiera del sector para acometer los próximos desarrollos requeridos para satisfacer la demanda. Esta situación se hace particularmente crónica en la Costa Atlántica, donde la sobredimensión del sistema eléctrico nacional no alcanza a llegar por limitaciones en la capacidad de transferencia del primer circuito de la línea de interconexión nacional.

A su vez la difícil situación financiera de las empresas, se ha reflejado en mayores costos de los proyectos y mayores plazos de ejecución de las obras.

Lo que afectó a las plantas más sociales del sistema

No es necesaria la proporcionalidad directa

¿Cómo? Por qué?

Problema de capacidad de transferencia

Limitaciones para el suministro de combustibles

Para el futuro próximo se prevén posibles restricciones en la capacidad de suministro de gas natural a las plantas de generación eléctrica de la Costa cuya solución es necesaria para lograr el abastecimiento eléctrico confiable de la región. Para ello se están acometiendo acciones específicas, tales como suministro de carbón a Termoguajira, solución al problema de la operación de las turbogases de ISA en Chinú, y estudio de ampliaciones en los campos gasíferos de Córdoba y Guajira y de los gasoductos de transporte asociados.

Problema solución

Requerimiento de numerosos proyectos de ampliación y acciones de ajuste

A continuación se presenta el listado de los temas y proyectos que mayor significado tienen para el sector eléctrico de la Costa:

- Segundo circuito de Interconexión Nacional
- Plan de recuperación de unidades (PRU)
- Operación turbogases Chinú
- Interconexión con Venezuela.
- Urrá I
- Ampliación de generación térmica
- Ampliaciones transmisión y transformación
- Remodelación redes urbanas
- Electrificación rural
- Reducción de pérdidas de energía
- Cobro de las deudas de las electrificadoras a CORELCA y del sector público a las electrificadoras.
- Mejora en la eficiencia global del suministro de energía eléctrica.

*Termoartaguena
Mas centrales
Sustitución Turbada*

¡ ojo!

Mientras se realizan los proyectos y acciones de mayor prioridad requeridos por el sector eléctrico de la Costa Atlántica se tendrá la siguiente situación resumida en la Costa para los próximos tres (3) años:

- Una capacidad de generación propia insuficiente, lo que significa una menor confiabilidad y mayores probabilidades de racionamientos en la Costa con relación al resto del país.
- Capacidad de transferencias del interior limitadas, que impiden aprovechar la mejor confiabilidad del sistema eléctrico del Centro y Occidente del país.
- Los derechos de CORELCA en ISA completos, serán intransferibles antes de que se ponga en servicio el segundo circuito de interconexión.
- Además se dará una mayor dependencia económica de la interconexión nacional que generará transferencias de recursos insostenibles para CORELCA y la Costa, si se considera que

las transferencias de energía de racionamiento se efectúan a una tarifa francamente incosteable.

1.4 Subsector PETROLEO

Si bien la Costa Atlántica no puede considerarse como una región providencialmente rica en petróleo, su vocación petrolera data de los inicios de esta actividad en el país. Es así como la evidencia histórica señala a la Costa Atlántica como la región pionera en los esfuerzos para explotar los recursos de hidrocarburos de manera técnica y comercial.

1.4.1 Exploración y reservas

En relación con las reservas por descubrir en nuestro país, es interesante señalar como los pronósticos efectuados por distintos expertos señalan a la cuenca que le corresponde a la Costa (Bajo Magdalena), como la de más baja probabilidad de hallazgos de petróleo con alrededor de 132 millones de barriles sobre un potencial promedio del país de 3892 millones o sea sólo un 3% del potencial nacional.

Las reservas de petróleo comprobadas en la Costa Atlántica representan sólo el 1.8% del total de las descubiertas en el país, mientras que las de gas natural equivalían en Diciembre de 1986 a un 75.6% del total nacional.

1.4.2 Producción y refinación

Producción

En cuanto a la producción de crudos en el país, la región llega a participar en 1974 con el 9.3% del total nacional cifra ésta que ha venido declinando hasta situarse en un 2.1% del total nacional en 1986.

Refinación

El país cuenta con 5 refineries de las cuales 2 están ubicadas en la Costa Atlántica: la refinaria de Cartagena y la de Plato.

La refinaria de Cartagena cuenta después de los diferentes ensanches a que ha sido sometida, con 70000 B/D de capacidad de carga de crudos, y posee el 32% de la capacidad de refinación instalada en el país. La refinaria de Plato representa el 1% de esa capacidad con lo cual la Costa dispone del 33% de la capacidad nacional de refinación.

De cualquier manera es importante anotar que aun cuando la refinaria de Cartagena incrementó su capacidad de refinación en un 40% en el lapso 1974-1983, la producción sólo aumentó en un 17% entre 1970 y 1986. La explicación radica en que estos ensanches se basaron en el diseño original que favorecía la carga de crudos livianos, mientras que la producción nacional de crudos se venía

incrementando con crudos pesados que restaron eficiencia a la operación de esta refinería.

Esta situación trató de corregirse con el ensanche realizado en 1983 cuando se montaron los equipos adecuados para tratar los crudos pesados, como resultado del programa "Hacia el fondo del barril".

Es así como básicamente la refinería de Cartagena ha incrementado considerablemente su producción de gasolinas, especialmente la gasolina extra que ha tenido un aumento de más del 600% en los últimos 10 años.

Es importante anotar también que el 55% de la gasolina extra que se consume en el país se produce en Cartagena y que la Costa es el mayor consumidor de esta gasolina (que a su vez tiene un subsidio considerablemente menor que el de la gasolina corriente).

1.4.3 Transporte y comercialización

Transporte

La espina dorsal de la red de abastecimiento de hidrocarburos líquidos de origen nacional tanto para el consumo regional como para la comercialización internacional de hidrocarburos, la constituye la red de oleoductos, poliductos, etc., que tiene su eje en el corredor Ayacucho-Barrancabermeja.

Ayacucho está ubicado al sur del departamento de Cesar, cerca del límite con Norte de Santander, es la principal estación de enlace entre la Costa Atlántica y el interior del país. Por allí pasa el crudo que sale de Caño Limón y del Zulia, así como el de la zona de Tibú, y también es el punto de transferencia para Barrancabermeja y la zona del Magdalena Medio.

Por Ayacucho pasa el oleoducto de 200 KBD que viene desde Caño Limón y sigue a Coveñas. En el mismo corredor Ayacucho-Coveñas existe un oleoducto de 25 KBD y un combustoleoducto de 60 KBD, ambos de ECOPETROL. Entre Ayacucho y Santa Marta hay un poliducto de 40 KBD. Entre Coveñas y Cartagena se construyó un combustoleoducto de 60 KBD que es la continuación del que viene de Barrancabermeja-Ayacucho-Coveñas, por el cual se transporta el fuel oil que después de adecuarse en la refinería de Cartagena, se destina a la exportación.

Entre Ayacucho y Zulia existen dos oleoductos, uno de 30 KBD propiedad de Chevron y otro de 200 KBD terminado en 1986 de la Asociación ECOPETROL-OCCIDENTAL-SHELL; adicionalmente Ecopetrol posee otro oleoducto de 38 KBD entre Ayacucho y Tibú.

Entre Ayacucho y Barrancabermeja se cuenta con un oleoducto de 70 KBD, y existe otro en proyecto para 90 KBD. Del mismo modo opera un combustoleoducto de 80 KBD y un poliducto de 25 KBD, todos de propiedad de ECOPETROL.

En cuanto a los terminales marítimos petroleros existe cierta especialización. Es así como Coveñas se ha caracterizado como puerto de exportación de crudos; Cartagena como eventual importador de crudo y exportador de fuel oil (No. 6 y No. 2) para el mercado internacional y el occidente del país; y Santa Marta, como importador de productos derivados del petróleo para el oriente y centro del país.

Los movimientos de cabotaje se producen entre Cartagena y Santa Marta y Cartagena-Coveñas. Desde Cartagena se realiza cabotaje con el Pacífico, ya sea Buenaventura o Tumaco, aunque con este último puerto se ha suspendido, ya que el crudo de Orito se está exportando en la actualidad y ya no entra en la composición de la carga de la refinería de Cartagena.

Distribución

La distribución de los refinados del petróleo se realiza en la Costa Atlántica a nivel del mercado mayorista a través de cuatro cadenas, a saber: la Esso, la Codi-Mobil, la Texaco y Terpel del Norte, esta última de más reciente creación.

El dominio de este mercado por parte de las compañías transnacionales ha venido decreciendo en términos porcentuales con la creación en mayo de 1983 de la compañía TERPEL DEL NORTE con la participación, además de Ecopetrol, de inversionistas costeños muy importantes como Cofinorte, Promigás, Petroquímica del Atlántico, Cementos del Caribe, Terpel de Bucaramanga, y 25 dueños de estaciones de servicio de Barranquilla.

En el año de 1983, la distribución minorista de combustibles y lubricantes se realizaba básicamente a través de una red de 182 estaciones de servicio repartidas así:

LOCALIZACION	No. DE ESTACIONES	PORCENTAJE
Barranquilla	49	26.9%
Cartagena	24	13.2%
Santa Marta	12	6.6%
Montería	9	4.9%
Sincelejo	8	4.4%
Riohacha	8	4.4%
Municipios no Capitales	72	39.6%
TOTAL	182	100.0%

En cuanto al transporte terrestre de combustibles, en 1983 operaban en la Costa Atlántica unos 123 carrotanques de los cuales el 43.1% pertenecía a particulares y el resto era propiedad de las empresas mayoristas.

1.4.4 Consumo regional

La Costa Atlántica presenta una estructura de consumo de combustibles diferente a la del resto del país, la cual se acerca mucho

más al patrón impulsado y buscado por las políticas gubernamentales, lo que se refleja en que las tendencias del consumo de combustibles líquidos han sido en su conjunto decrecientes.

Es así como entre 1975 y 1986 el consumo total de productos refinados del petróleo pasó de una participación del 33.8% al 18.8% en relación con el total nacional, y en términos absolutos de un máximo de 12194.5 KBA de consumo alcanzado en 1978, a un nivel de 9326.3 KBA en 1986, por las siguientes razones:

- Una causa positiva, originada básicamente por la sustitución del consumo de fuel oil en la industria y las centrales de generación eléctrica de la Costa Atlántica, por el gas natural proveniente de los campos de Riohacha, Ballenas y Chuchupa, a partir del año de 1977 época en que fue puesto en servicio el gasoducto entre los campos de La Guajira y los grandes centros de consumo de la región.
- La otra causa, esa sí bien preocupante, que muestra una sensible disminución en el consumo regional de gasolina, especialmente de gasolina regular, y que refleja, una gravísima disminución del poder adquisitivo de las gentes de la región.

De todos los combustibles líquidos, el único que presenta una tendencia netamente ascendente es el de la gasolina extra. La Costa Atlántica se ha constituido en el mercado más dinámico para esta gasolina con una participación del 50% en relación con el total consumido en el país.

A pesar de que el consumo de gasolina motor (corriente más extra) ha tenido una tasa de crecimiento moderada entre 1983 y 1986, la participación de la Costa en el consumo total del país ha venido decreciendo ininterrumpidamente a partir de 1979 al pasar del 17.4% en ese año al 14.1% en 1986.

Con el fin de identificar alguna correlación con la tendencia observada en el mercado de este combustible, se investigó el comportamiento del mercado automotor en la Costa, encontrándose una disminución de la participación en el mercado de automotores de producción nacional del 11.0% al 7.8% durante el período 1980-1987. Esta reducción es mucho más acentuada en el mercado de las camionetas, siguiéndole en esa tendencia decreciente el mercado de taxis de servicio público.

Como quiera que la demanda por automotores presenta una elasticidad positiva bastante alta con respecto al PIB, los resultados observados son perfectamente consistentes y señalan la baja en los consumos de combustibles líquidos, como resultado de una depresión económica relativa en la Costa Atlántica, cuando a nivel nacional esta depresión económica no se ha identificado.

Como ya se dijo, esta depresión económica en la región ha significado una rebaja notoria en el poder adquisitivo del costeño. Es así como estudios de CAMACOL señalan que en Barranquilla entre

1983 y 1987 el ingreso promedio familiar bajó de 5.2 a 2.6 salarios mínimos.

Regalías

Las regalías petroleras han representado históricamente cerca del 80% del total de regalías generadas por la explotación de los recursos naturales no renovables.

A nivel nacional, el pago de ECOPETROL por concepto de regalías petroleras presenta la siguiente evolución:

MILLONES DE PESOS \$

1986	1988	1990
17187	23770	33000

En la Costa Atlántica el pago de regalías petroleras ha venido decreciendo de \$ 123.3 millones en 1982 hasta \$ 84.0 millones en 1986.

Afortunadamente para la costa, esta disminución de las regalías petroleras para la Costa Atlántica, se ve compensada en parte por el aumento de las regalías en la explotación del gas natural y del carbón y el níquel de acuerdo con los siguientes índices:

MILLONES DE PESOS \$

	1986	1988	1990
Gas Natural	1350	2140	2922
Carbón	3276	12560	23360
Níquel	150	380	600

→ *Profundizar el Cooper*

LA PETROQUIMICA: Un reto para la Costa

La composición de las materias primas juega un papel preponderante en el diseño de los complejos Petroquímicos. Si solo se dispone de gas natural abundante (rico en Metano) como es el caso de la Costa Atlántica, lo indicado sería un complejo Petroquímico basado en la ruta Amoníaco/Metanol. Si en ausencia de un gas asociado rico en etano, se dispone de una corriente de hidrocarburos tales como la Nafta, kerosene y ACPM, entonces la mezcla de productos petroquímicos finales se amplía considerablemente a partir de un complejo petroquímico que llamaremos de olefinas y aromáticos.

Si bien el gas natural seco no puede utilizarse directamente para la producción de etileno, butadieno, propileno que son las olefinas más utilizadas o el benceno, tolueno, y paraxileno que son los aromáticos más representativos para nuestro país, no es menos cierto que en la Costa se han dado circunstancias convergentes

→ Proyecto

que tienden a hacer sumamente atractivo el desarrollo de un complejo Petroquímico de un gran espectro, como lo sería la producción de Amoniaco, Urea, Metanol, MTBE, Olefinas y Aromáticos.

De una parte la sustitución de combustibles líquidos que se ha venido dando en la industria (ACPM) y a nivel residencial (kerosene) por el uso creciente del gas natural, ha aumentado significativamente la disponibilidad regional de estos refinados.

De otra parte el descubrimiento de crudos livianos en los yacimientos de Caño Limón, cuya exportación se efectúa por puertos de la Costa Atlántica (Coveñas y Cartagena), hacen sumamente atractivo ampliar la capacidad de refinación regional para de una parte reducir la dependencia nacional de gasolinas importadas (el 90% de las cuales pasa por los puertos de nuestra Costa Atlántica) y de paso generar las materias primas básicas a través de un proceso de "nafta-cracker" que alimente los complejos de olefinas y aromáticos.

Proyecto

Finalmente no es de menor importancia señalar que una parte importante de la industria petroquímica nacional funciona en Cartagena y Barranquilla utilizando un porcentaje alto de insumos importados.

En la Figura 1 se muestra lo que se llama un Complejo Petroquímico de Tipo I basado en el Gas Natural Seco. De este complejo cabe destacar los futuros Proyectos de la plantas de Amoniaco y Urea para sustituir las importaciones actuales de estos productos y atender el crecimiento acelerado de la demanda de fertilizantes que generará la agroindustria costeña como resultado de la apertura de nuestra economía regional hacia el resto del mundo.

El otro Proyecto de interés sería la planta de nitrato de amonio para producir los detonantes requeridos por la gran minería de la región (carbón, ferroníquel, etc.).

En la Figura 2 se muestra un esquema típico de lo que sería un Complejo Petroquímico basado en el crudo de Caño Limón procesado en un ensanche de la refinería de Cartagena diseñado para la producción de olefinas y aromáticos.

La demanda de petróleo crudo de la Planta de Olefinas y Aromáticos con una producción de 382,000 TMA (842,000 libras) de etileno, 164,000 TMA de propileno y demás productos es de 54,200 barriles por día calendario-BPDC.

Para 1990 los insumos Petroquímicos importados por el país llegarán a unas 700,000 toneladas a un costo FOB de US\$ 260 millones, mientras que para el año 2000 la demanda excederá de 1,000,000 de toneladas a un costo FOB de US\$ 400 millones anuales. Debe señalarse que los fletes y gastos de importación incrementan estos costos en mas de un 50%.

Demandas

Según estimativos del Ing. José Barake (Ver Síntesis Económica Separata Especial Abril 23 de 1990), la inversión aproximada en

Localizar

el Complejo Refinería, Nafta-Cracker y Olefinas/Aromáticos sería del orden de los US\$ 2,000 millones de 1990, incluyendo los gastos preoperativos y el capital de trabajo en el primer año de operación. Los beneficios, durante los primeros diez años de operación, serían del orden de los US\$ 11,650 millones por concepto de sustitución de importaciones y por exportación de excedentes. Se estima que este complejo generaría unos 10,000 empleos directos e indirectos y un costo de nómina, a precios de hoy de unos US\$ 130 millones anuales.

780/00

En resumen, en nuestra Costa Atlántica se conjugan factores favorables como la estratégica ubicación costera, la disponibilidad abundante y barata de las materias primas que requiere la producción básica Petroquímica y a la vez se encuentra ubicado en nuestra región el porcentaje más alto del mercado nacional para estos productos, todo lo cual coloca a nuestra región en una posición de vanguardia para el desarrollo de esta industria.

1.5 Subsector LEÑA Y BIOMASA

1.5.1 Situación actual de la vegetación

La situación de la vegetación a nivel regional se sintetiza en la Tabla que se presenta a continuación, en la cual se indican a nivel departamental, los tres grandes grupos de vegetación que caracterizan la capacidad dendroenergética de la región, a saber: Areas Boscosas, Areas de uso agropecuario y Areas sin vegetación.

AREAS CON CAPACIDAD DENDROENERGETICA Y AREAS DE RESERVA (ha)

DEPARTAMENTO	AREAS BOSCOSAS							TOTAL REGION
	BOSQUES			AREAS DE COLONIZACION		AREAS	AREAS	
	TOTAL	ZON. RESER	FUERA RESER	ZON. RESER	FUERA RESER.	USO AGROP.	SIN VEGETA	
Atlántico	0	0	0	0	0	293.700	45.100	338.800
Bolívar	604.600	604.600	0	190.900	0	1.142.200	660.100	2.597.800
Cesar	56.200	54.300	1.900	310.100	47.800	1.346.600	529.800	2.290.500
Córdoba	459.800	456.300	3.500	79.700	21.600	1.815.900	125.000	2.502.000
La Guajira	1.148.200	251.500	896.700	173.200	45.400	381.200	336.800	2.084.800
Magdalena	316.400	247.900	68.500	35.500	23.600	1.519.300	424.000	2.318.800
Sucre	7.100	0	7.100	0	0	759.600	325.000	1.091.700
Total	2.592.300	1.614.600	977.700	789.400	138.400	7.258.500	2.445.800	13.224.400
	19,6%	12,2%	7,4%	6,0%	1,0%	54,9%	18,5%	100,0%

1.5.2 Consumo y disponibilidad de leña y carbón vegetal

La Costa Atlántica cuenta con una población de 5.7 millones de habitantes de los cuales 2.1 millones consumen leña para cocinar,

lo que representan el uso de este recurso por el 37.6% de la población total de la región.

El mayor consumo de leña corresponde a las viviendas, las cuales utilizan un volumen de 2.50 millones de m³ anuales, que representan el 71.6% del consumo total. Le sigue en importancia el consumo en fabricación de ladrillo, consumo que asciende a 0.53 millones de m³ anuales, con una participación del 15.3%. Luego está el consumo en fabricación de carbón vegetal con 0.44 millones de m³ al año y una participación del 12.6%, y por último otros usos de menor importancia.

Los resultados obtenidos indican una existencia total de leña de 354.4 millones de m³, una disponibilidad anual de 19.6 millones de m³ y una disponibilidad neta (exclusive de la asociada a zonas de reserva) de 9.0 millones m³

Tomando en consideración la disponibilidad y el consumo a nivel regional, se puede apreciar que no existe un déficit marcado de leña, por el bajo porcentaje que representa el consumo en relación tanto con la disponibilidad neta anual, así como con respecto a las existencias totales. Pero analizado este aspecto a nivel de municipio, como se indica a continuación, se puede ver que existen a nivel regional 61 municipios que presentan una escasez aguda, o sea el 38.3% de los municipios de los siete departamentos; el 32.1% presenta ya una situación de déficit y sólo el 29.6% presenta una situación satisfactoria.

CALIFICACION DE LA SITUACION Y BALANCE
(1985)

DEPARTAMENTO	CALIFICACION	SITUACION	(NO. MPIO)	BALANCE	(m ³ /Año)
	SATISFACTORIO (VERDE)1/	DEFICIT (AMARILLO)2/	ESCAS.AGUDA (ROJO)3/	DEFICIT	EXCEDENTES
Atlántico	1	5	17	95.119	8.180
Bolívar	9	2	21	220.236	770.667
Cesar	10	9	5	20.908	798.952
Córdoba	7	13	6	45.406	478.331
La Guajira	8	0	1	3.245	1.534.497
Magdalena	9	9	3	157.230	1.216.751
Sucre	3	13	8	140.152	118.706
Total	47	51	61	682/296	4.926.084

- 1/ Municipios con DRLN mayor de 2 m³/hab/año
 2/ Municipios con DRLN entre 0 y 2 m³/hab/año
 3/ Municipios con DRLN negativo

De acuerdo con lo expuesto y con base en los resultados obtenidos del análisis de la vegetación, se puede apreciar que la mayor in-

lo que representan el uso de este recurso por el 37.6% de la población total de la región.

El mayor consumo de leña corresponde a las viviendas, las cuales utilizan un volumen de 2.50 millones de m³ anuales, que representan el 71.6% del consumo total. Le sigue en importancia el consumo en fabricación de ladrillo, consumo que asciende a 0.53 millones de m³ anuales, con una participación del 15.3%. Luego está el consumo en fabricación de carbón vegetal con 0.44 millones de m³ al año y una participación del 12.6%, y por último otros usos de menor importancia.

Los resultados obtenidos indican una existencia total de leña de 354.4 millones de m³, una disponibilidad anual de 19.6 millones de m³ y una disponibilidad neta (exclusive de la asociada a zonas de reserva) de 9.0 millones m³

Tomando en consideración la disponibilidad y el consumo a nivel regional, se puede apreciar que no existe un déficit marcado de leña, por el bajo porcentaje que representa el consumo en relación tanto con la disponibilidad neta anual, así como con respecto a las existencias totales. Pero analizado este aspecto a nivel de municipio, como se indica a continuación, se puede ver que existen a nivel regional 61 municipios que presentan una escasez aguda, o sea el 38.3% de los municipios de los siete departamentos; el 32.1% presenta ya una situación de déficit y sólo el 29.6% presenta una situación satisfactoria.

CALIFICACION DE LA SITUACION Y BALANCE
(1985)

DEPARTAMENTO	CALIFICACION	SITUACION	(NO. MPIOS)	BALANCE	(m ³ /Año)
	SATISFACTORIO (VERDE)1/	DEFICIT (AMARILLO)2/	ESCAS.AGUDA (ROJO)3/	DEFICIT	EXCEDENTES
Atlántico	1	5	17	95.119	8.180
Bolívar	9	2	21	220.236	770.667
Cesar	10	9	5	20.908	798.952
Córdoba	7	13	6	45.406	478.331
La Guajira	8	0	1	3.245	1.534.497
Magdalena	9	9	3	157.230	1.216.751
Sucre	3	13	8	140.152	118.706
Total	47	51	61	682/296	4.926.084

- 1/ Municipios con DRLA mayor de 2 m³/hab/año
- 2/ Municipios con DRLA entre 0 y 2 m³/hab/año
- 3/ Municipios con DRLA negativo

De acuerdo con lo expuesto y con base en los resultados obtenidos del análisis de la vegetación, se puede apreciar que la mayor in-

cidencia en la desaparición de la cobertura vegetal, en especial de la cobertura forestal, está representada por lo que se denomina en el país como "Ampliación de la Frontera Agrícola", la cual tiene una incidencia del 7% en relación con la superficie total de la región.

1.5.3 Energía de los residuos agrícolas

La Costa Atlántica es extensa y por ello resulta difícil dotar a muchas pequeñas comunidades rurales de medios energéticos convencionales en el corto y mediano plazo. Por esta razón, la utilización con fines energéticos de los residuos agropecuarios que estén disponibles en las distintas localidades puede resultar, en muchos casos, la solución adecuada.

A este respecto se evaluó y cuantificó, por parte de PESENCA, la biomasa de origen agropecuario disponible en la región y se seleccionaron los residuos susceptibles de ser utilizados energéticamente en combustión directa o mediante procesos de gasificación, fermentación alcohólica o digestión anaeróbica.

En definitiva, a pesar de que grandes cantidades de residuos agropecuarios están disponibles, la contribución de ellos para solucionar los problemas energéticos depende de la eficiencia del ciclo operacional completo que parte de la forma como se encuentra el material, de la recolección y del transporte para concluir en su uso final.

En resumen, el potencial bioenergético de la Costa alcanza 377 TJ/año (el 98% del mismo representado por heces de bovinos) lo cual equivale a menos del 1% del consumo final de fuentes comerciales de energía.

1.5.4 Combustibles a partir de productos agrícolas

El consumo de combustible fósil en la región proyectado y sustituible por bio-combustibles, así como la cantidad de alcohol y aceite que sería necesario producir para sustituir el 20 % del consumo de gasolina y el 10 % del consumo de ACPM alcanza en el año 2000 los 2,140 kB/año de gasolina (sustituible por 930 kL/día de alcohol) y los 1,000 kB/año de ACPM (sustituibles por 435 kL/día de aceites). Para llevar a cabo un programa de este tipo se requerirían instalar nueve destilerías autónomas (con 100 kL/día de capacidad cada una) y 18 plantas para procesamiento de aceites con capacidad de 50 kT de semillas por año.

Las áreas de cultivo necesarias para alimentar estas plantas serían 8200 hectáreas de caña y 45000 hectáreas de palma, lo cual correspondería a cerca del 10 % de las mejores tierras actualmente disponibles en la región.

En el caso del alcohol se pudo establecer que los costos más bajos que podrían esperarse serían del orden de los \$300/galón (\$ de 1987) lo cual requeriría un costo de gasolina de US\$ 80/barril

para que su producción fuese rentable, muy por encima de los costos actuales.

Para el caso del aceite su costo mínimo sería del orden de los \$ 200/galón (\$ de 1987), requiriendo procesos de refinación adicionales, que resulta también muy superior a los precios actuales de ACPM.

La conclusión a la cual se llega después de conocer el programa actual de los bio-combustibles es que con la tecnología actual no se vislumbra una oportunidad favorable para la producción y utilización de los mismos, dado su considerable mayor costo en relación con los combustibles fósiles.

1.6.1 Energía solar

El potencial de la energía solar en la Costa es alto (comparado también con otros lugares del mundo de reconocido alto potencial), principalmente en La Guajira, el litoral de la Costa desde Bolívar hasta La Guajira y la región vecina a Valledupar, con un nivel de más de 20.0 MJ/m²-día (5.5 kWh/m²-día) de energía solar diaria, promedio anual.

Calentamiento de agua

En Colombia hay una gran experiencia en la fabricación e instalación de sistemas solares de calentamiento de agua. Estos sistemas se fabrican en las principales ciudades del país y en la Costa, en Barranquilla.

Para efecto de comparar la ventaja económica típica de la energía solar para esta aplicación se estimó, con base en una tasa de descuento del 10 % y con valores típicos de inversión y de los energéticos, el costo unitario de la energía térmica suministrada con gas natural, electricidad y sistema solar.

Los resultados son:

\$ 15.2/kWh para el gas,
\$ 26.8/kWh para el sistema solar, y
\$ 30.1/kWh para el calentador eléctrico

Para el caso de la Costa pueden suministrar entonces entre 900 y 1050 kWh/m² con costos que oscilan entre 15 y 19 \$/kWh si se emplean colectores metálicos. Si se introducen colectores no metálicos los costos se pueden reducir a niveles entre 12 y 14 \$/kWh situándose entonces a niveles competitivos frente al calentamiento con gas natural.

b) Aplicaciones fotovoltaicas

La aplicación fotovoltaica más interesante se refiere al suministro de energía eléctrica para hogares en zonas aisladas, con el fin de atender necesidades básicas de iluminación y comunicaciones.

1.6.2 Energía eólica

El potencial de energía eólica en la Costa Atlántica depende de la localidad: mientras que el potencial puede ser empleado para el bombeo de agua en casi toda la Costa Atlántica, la generación de electricidad está limitada solamente a algunos lugares.

a) Aplicaciones mecánicas

Los molinos de viento han sido tradicionalmente empleados para el bombeo de agua. Para el bombeo de 50 m³/día de agua, con una cabeza total de 16 m y en un lugar de la Costa con una velocidad media anual del viento de 5 m/s se requieren, por ejemplo, dos molinos Jobber con torre de 9 m o un Indusierra con torre de 12 m o una bomba Diesel de 3 HP.

Para el caso mencionado, el costo del agua bombeada resulta de entre \$16.1/m³ y 18.5/m³ para los molinos de viento y de \$ 28.0/m³ para la bomba Diesel.

El bombeo con molinos de viento resulta ventajoso frente al Diesel (potencia menor de 3 HP) en todos los lugares con velocidad media anual superior a 5 m/s y esta velocidad se tiene en todo el litoral de la costa desde Cartagena hasta la Guajira, incluyendo la totalidad de la península de La Guajira y la parte norte del Cesar.

b) Aplicaciones eléctricas

Un aerogenerador típico consiste en una turbina eólica horizontal bipala (o tripala) a la cual se le ha acoplado un generador de electricidad.

Para un caso estudiado en Cabo de la Vela, se estimó el costo de la energía eléctrica generada por estos medios en \$ 29.6/kWh, como mínimo.

1.6.3 Energía maremotriz

Las posibilidades de utilización de la energía de mar en sus diferentes formas son prácticamente nulas en la Costa Atlántica.

1.6.4 Energía Geotérmica

Las posibilidades de utilización de la energía geotérmica en la Costa Atlántica son prácticamente inexistentes.

1.7 Estructura del CONSUMO ENERGETICO

La demanda de formas comerciales de energía creció al 5.1% promedio anual en el período 1984-1986. El consumo no energético de refinados y de gas natural representó el 7.8% del volumen total (expresado en Terajoules) del final del período.

El consumo final con propósitos energéticos creció al 5.6% promedio anual en ese período. Dentro de ello, el consumo con fines industriales creció a una mayor tasa (11.1% promedio anual) para pasar de una proporción del 39.7% del total en 1984 a 43.9% en 1986.

La fuente más importante de energía para la industria la constituye el gas natural (82.6% del total en la industria seguida de la energía eléctrica (10.6% del total).

El carbón, aun cuando todavía constituye sólo una pequeña fracción (4.0%) del consumo energético industrial ha venido aumentando su participación creciendo al 25.0% promedio anual en el período.

Los refinados han mantenido su baja participación del 2.8% del consumo total industrial.

El consumo de refinados para el sector transporte creció tan solo el 1.3% promedio anual en el lapso 1984-1986 bajando su participación total del 42.7% al 39.3%.

Por otra parte, como era de esperarse por la limitación en la oferta, el consumo de GLP con destino a residencias y comercio se ha mantenido estable en términos absolutos, bajando su participación del 2.5% al 2.2%.

El consumo de energéticos con fines exclusivamente residenciales mantuvo su participación del 8.8% del total en el período, creciendo, por tanto, a una tasa similar a la del crecimiento total (5.1% promedio anual) y la participación del gas natural dentro de la canasta energética residencial es cada día más importante (creció al 44.4% promedio anual en el período). Así mismo, el energético más importante en este renglón es la energía eléctrica (con una participación del 59% y un crecimiento promedio anual del 4.3%) mientras que la importancia de los refinados ha venido reduciéndose.

El consumo energético en los otros sectores (comercial, oficial y agrícola) tiene una relativa baja participación (del 5.8% en 1986) y es atendido principalmente con energía eléctrica en proporción creciente y con refinados que tienden a reducir su participación.

En el CUADRO 3 se presenta la estructura de la demanda energética en la Costa.

Es de observar que en el campo de gestión de la demanda existen numerosas e importantes acciones potenciales y en realización, convenientes para una utilización racional de las fuentes energéticas de la Costa que podrán modificar en algún grado la estructura de la demanda regional.

1.8 Subsector Minero.

Además de las acciones y programas presentados para la gran minería del carbón en las secciones correspondientes, existe en la costa una actividad minera de pequeña y mediana escala que debe ser apoyada e impulsada, principalmente por la empresa privada y por ECOMINAS.

Dentro de ellas se encuentran las actividades relacionadas con la minería del oro, calizas, yeso y mármoles principalmente. Asimismo existen actividades conexas relacionadas con la producción de níquel y de sal cuyo desarrollo se encuentra a cargo del sector privado y el Instituto de Fomento Industrial (IFI). Dentro de estas últimas merece resumirse la actividad relacionada con el níquel.

Dentro de este subsector reviste una gran importancia el lograr un censo a nivel nacional, para revisar el nuevo código de minas de acuerdo con los temas de discusión que se presentan en el ANEXO 1.

NIQUEL

Antecedentes

El yacimiento de níquel en la zona de Cerro Matoso, municipio de Montelíbano, departamento de Córdoba, es el único conocido en el país de este mineral, fue descubierto en 1956 por Richmond Petroleum (mas tarde llamada Chevron Petroleum Company de Colombia) subsidiaria de la Standard Oil Company of California (Socal). En 1960 hizo un convenio con The Hanna Mining Company de Cleveland, Ohio, para estudiar la factibilidad de explotar la mina. En 1970 se determinó la participación del Estado colombiano, en el proyecto, a través del Instituto de Fomento Industrial (IFI), quien cedió posteriormente todos sus derechos y obligaciones a su filial, la Empresa Colombiana de Níquel (Econiquel). Con el fin de asegurar las ventas, se celebró un contrato de compra del níquel producido por la planta durante 13 años¹, con la Billinton Metals and Ores International B.V. (del Grupo Royal Dutch/Shell), y la empresa Billinton Overseas Ltd. del mismo grupo ingresó como inversionista.

Es así, como tras un largo proceso de negociaciones y renegociaciones en el que después del otorgamiento a la Richmond de un contrato de concesión tradicional en 1963, con un "Contrato Adicional", en 1970, se pasa a un contrato de asociación (joint venture) o contrato de operación conjunta entre inversionista extranjero y el Estado. En este momento la Richmond cede sus derechos al IFI y a la Compañía de Níquel Colombiana S.A. - Conicol (subsidiaria de la Hanna Mining Company).

¹ El Contrato termina en Diciembre de 1995

Durante el periodo 1970-1979 se llevaron a cabo las labores de exploración total del yacimiento con la determinación de las reservas; la construcción de una Planta Piloto en las instalaciones de la Hanna en Riddle, Oregon; la definición del proceso metalurgico; la elaboración de los estudios de factibilidad; la búsqueda de financiación con Entidades Internacionales y principalmente con el Banco Mundial; y, gestiones para asegurar la venta a largo plazo del producto de la planta.

Al ingresar la Billinton como inversionista y después de las negociaciones con el Banco Mundial y los bancos comerciales financiadores del proyecto, se constituye Cerro Matoso como sociedad anónima en 1979. La participación accionaria inicial fue de un 45% de Econiquel, un 35% de la Billinton y un 20% de la Hanna. En 31 de Diciembre de 1989 esta participación es de un 47.69% del IFI, un 46.88% de la Shell Petroleum Company Ltd. y un 5.43% de la Hanna.

Cerro Matoso S.A. suscribe contratos con sus socios así:

- a. Con Conicol (filial de la Hanna) para la asesoría administrativa y técnica.
- b. Con Billinton para la comercialización.
- c. Con Econiquel (filial del IFI) la interventoría técnica y administrativa de todas las actividades de la Empresa, a través del comité técnico, para asegurar la transferencia de tecnología, el suministro de información de decisiones que pudieran afectar los intereses nacionales y, la asesoría a los representantes de la Junta Directiva de la Empresa.

Aspectos Técnicos y Producción

El mineral de níquel de Cerro Matoso, de origen laterítico, con reservas probadas de 66 millones de toneladas, de las cuales 7.1 tienen un tenor de níquel de 3.2%, 5.3 de 2.7%, 12.6 de 2.2% y 41 millones de toneladas de mineral con tenor hasta del 1.5%, que lo hace el mineral laterítico mas rico del mundo.

La planta de Cerro Matoso se diseñó para producir hasta 50 millones de libras de níquel al año. La planta inició operación comercial el primero de Octubre de 1982 y hasta 1989 ha producido 251.5 millones de libras de níquel en lingotes y gránulos. Los principales consumidores están en Europa, Japón, Estados Unidos y la India. La producción de Cerro Matoso ha sido:

MILLONES DE
LIBRAS DE NIQUEL

AÑO		
1982	(3 meses)	2.9
1983	(11 meses)	28.2
1984	(11.5 meses)	36.2
1985	(7 meses)	25.1
1986		41.9
1987		42.6
1988		37.2
1989		37.4

El níquel es utilizado primordialmente en toda clase de aleaciones en la industria del hierro y del acero, especialmente para la producción de acero inoxidable para las industrias automotriz, aeronáutica, marítima, alimentos, petrolera y petroquímica; equipo y utensilios electrodomésticos, equipos eléctricos y electrónicos, equipos para agricultura, minería y construcción, plantas nucleares, instrumentos quirúrgicos, etc. También es utilizado como materia prima en aleaciones no ferrosas; en aplicaciones de níquelado y, en otro sin número de aplicaciones como la fabricación de monedas, en catalizadores y fundiciones.

Situación Financiera

En 1979 cuando se inició la construcción de la planta de Cerro Matoso, el precio del níquel alcanzó los US\$ 3.25/lb; en 1982, cuando la planta comenzó su producción el precio había caído a US\$ 1.60 - 1.70/lb y descendió, en términos reales, al nivel más bajo de su historia en 1986², cuando llegó a US\$ 1.76/lb. El precio comenzó a recuperarse a partir del segundo trimestre de 1987 (US\$ 1.96/lb); llegó a más de US\$ 5.50/lb en 1988 y a US\$ 5.80/lb en 1989, para descender nuevamente a US\$ 3.50 a principios de 1990³ en Julio de 1990 el precio es de US\$ 4.50/lb. El valor de las exportaciones en el período de 1982 a 1985 fue de apenas 169.8 millones de dólares, 63.6 en 1986, 81.0 en 1987, 189.5 en 1988, 161.8 en 1989⁴ y , 60.6 de Enero a Mayo de 1990.

Lo anterior, unido a la paralización de la planta por problemas con el refractario del horno eléctrico (debido a la composición

² En su informe de evaluación de 1979 el Banco Mundial presupuestaba para 1986 un precio en términos corrientes de US\$ 4.22/libra.

³ El aumento del precio del níquel se debió al incremento de la demanda de aceros inoxidables y obviamente del ferroníquel. También se ocasionó por la reducción temporal de las exportaciones de la Unión Soviética y de la China, así como la disminución de la producción japonesa, de Sudáfrica, Yugoslavia, Estados Unidos y Filipinas.

⁴ El inventario a Diciembre 31 de 1989 comprendía 6.3 millones de libras de Níquel el cual fue exportado en 1990.

química del mineral), llevaron a la Empresa a acumular en 1987 cuantiosas pérdidas; a colocarla al borde de la denominada "quiebra técnica"; y, en la imposibilidad de atender sus obligaciones con la banca internacional.

En 1989 se logró la renegociación y reestructuración de la deuda externa que unida a la recuperación de los precios, permitió reducir la deuda de US\$ 348.7 millones de dólares a un valor de US\$ 154.7 a finales de 1989 y a un estimado de US\$ 80.5 millones a finales de 1990, de prevalecer un precio promedio de US\$ 3.50/libra para el este año. Asimismo, de un déficit acumulado de \$ 32.276 millones a Diciembre 31 de 1987 se pasó a un superávit de \$ 13.994 millones a Diciembre 31 de 1989.

Beneficios para la Nación y para la Región

El proyecto de Cerro Matoso ha beneficiado la región con obras de infraestructura y en la generación de empleo, especialmente al municipio de Montelíbano. En el año 2007, al término de la concesión, revertirán propiedades, planta y equipos a la Nación.

Además de los impuestos pagados y de los aportes patronales que revierten de alguna forma a la región, Cerro Matoso por mandato de la Ley 13 de 1973 y del "Acuerdo de Regalías" suscrito con el Ministerio de Minas y Energía en 1985, cancela el 60% de las regalías a la Corporación Autónoma de los Valles del Sinú y San Jorge (CVS) y el 40% restante a los municipios de Montelíbano, Ayapel, Puerto Libertador, Planeta Rica, Buena Vista y Pueblo Nuevo. Durante 1989 se causaron impuestos por \$ 6.672 millones y regalías por un valor de \$ 4.296 millones.

El valor de las regalías, ahora incrementado como consecuencia del aumento del precio internacional del níquel, hace imperativo el planeamiento y la organización de estas comunidades para invertir adecuadamente estos recursos, así como para prever la eventual disminución de estas regalías con la baja del precio del níquel.

Cerromatoso S.A. genera 751 empleos directos 1324 empleos indirectos para un total de 2075 empleos generados por esta industria.

2. LINEAMIENTOS SECTORIALES

SECTOR MINERO - ENERGETICO

I- LINEAMIENTOS GENERALES DEL SECTOR

Dentro del alcance del Plan de desarrollo de la Costa Atlántica podemos sintetizar los Lineamientos Generales para el Sector Minero-Energético como sigue.

PROPOSITOS

1. Mejorar la eficiencia energética regional.
2. Balancear adecuadamente la demanda y la oferta de la energía comercial en la región.
3. Desarrollar los recursos energéticos y minerales comerciales más abundantes de la región con el fin de producir excedentes exportables que incrementen la generación de divisas.
4. Controlar el uso de las fuentes energéticas tradicionales que impliquen deterioro ambiental o altos costos para los usuarios.
5. Considerar fuentes energéticas nuevas y renovables como opción para el suministro de necesidades básicas en el área rural.

OBJETIVOS GENERALES

1. Racionalizar el consumo energético.
2. Ampliar con el mínimo costo social la oferta confiable de la energía comercial en la región.
3. Buscar las condiciones que favorezcan la exportación y sustitución de importaciones de combustibles, minerales y productos propios del sector.
4. Racionalización del consumo de la leña en la región.
5. Introducción en el mediano y largo plazo de fuentes nuevas de energía en las áreas en que resulten competitivas.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Mejorar la eficiencia en la oferta y demanda energética de los respectivos subsectores.
2. Planear y programar oportunamente la expansión de la oferta energética por subsectores teniendo en cuenta el arbitramento de los recursos necesarios.

3. Consolidar proyectos específicos energético-mineros que generen divisas, y desarrollar la infraestructura complementaria requerida.
4. Controlar el uso indiscriminado de la leña en municipios con problemas de deforestación y mediante la oferta de sustitutos energéticos adecuados y aumentos en la eficiencia de su uso.
5. Estimular la acción relativa al desarrollo de las nuevas fuentes energéticas en las zonas rurales con énfasis en la atención de necesidades básicas tales como iluminación, comunicaciones (TV, radio, telefonía) y otras.

ESTRATEGIAS

1. Creación de un Centro Regional de Conservación de Energía con participación de los sectores público y privado para realizar actividades científicas y tecnológicas que propicien el desarrollo y sustitución de la energía a través de la conservación y uso racional en los sectores de consumo (industrial, transporte, residencial, comercial y servicios).
2. Institucionalizar un mecanismo regional para el planeamiento energético integrado dentro del esquema nacional de planificación energética y análisis financieros complementarios.
3. Estimular la inversión nacional y extranjera en el sector. Desarrollar esquemas competitivos de comercialización internacional. Promover proyectos de la región ante el sector empresarial interno y externo.
4. Adelantar campañas promocionales sobre el uso de cocinas a leña mas eficientes y sobre sustitución de la misma por GLP y, cuando fuere del caso, por carbón mineral. Adelantar campañas y acciones de revegetación y reforestación.
5. Establecer los mecanismos financieros adecuados para la difusión de las fuentes nuevas y renovables conjuntamente con campañas educativas asociadas.

RESULTADOS ESPERADOS

1. Disminución de costos de la energía para el consumidor e incremento de su capacidad adquisitiva. Mejora del manejo ambiental de la región. Aumento en la disponibilidad de recursos energéticos y mejor confiabilidad en su utilización.
2. Eliminación de "cuellos de botella" en el suministro energético requerido para el adecuado desarrollo socio-económico de la región.

3. Mejora en la balanza de pagos e ingresos fiscales a nivel nacional. Aumento de los ingresos regionales por regalías e impuestos. Desarrollo acelerado de comunidades ubicadas en el área de influencia de los proyectos. Aumento general del desarrollo socio-económico de la Costa y reducción del desempleo.
4. Normalización del equilibrio ecológico en el campo. Aumento en la disponibilidad de mano de obra para actividades productivas. Reducción de la contaminación en los hogares rurales.
5. Incremento en el nivel de vida en las zonas rurales más apartadas de los centros urbanos. Mayor integración de las gentes del sector rural a las campañas educativas y ampliación de las posibilidades de acceso a los mercados de sus productos.

A continuación se presentan en detalle los objetivos para cada Subsector energético de la Costa Atlántica.

2.1 Objetivos del Subsector Carbón.

Para propósitos de su examen, el mercado del carbón de la Costa se puede considerar conformado por : a) un mercado interno y de exportaciones menores de carbones térmicos que lo abastece el sector privado mediante una minería mediana y pequeña, b) un mercado de exportación mayor donde se encuentran invertidos fondos públicos y que lo atiende una minería a gran escala desarrollada en asociación con capital extranjero.

a) Mercado Interno.

El mercado interno se refiere a tres aspectos primordiales que son : i) promoción del uso económico del carbón en la industria con fines tradicionales de generación de calor (para producción de vapor u operación de hornos) frente al combustible sustituto, que es el gas natural y del cual se cuenta también con una amplia disponibilidad, ii) establecimiento de la componente óptima generación termoeléctrica a carbón dentro del desarrollo y operación futura del sistema eléctrico nacional, y iii) investigación y desarrollo de nuevas tecnologías que mejoren económicamente en el futuro el uso del carbón (vg. carbón pulverizado, gasificación del carbón, mezclas de carbón y agua, etc).

Adicionalmente, el programa de expansión de mínimo costo para el sector eléctrico podría incluir una planta térmica, situada en la Costa Atlántica con una capacidad de 300-600 MW que eventualmente crearía una demanda adicional de 700-1400 miles de toneladas anuales hacia finales del presente siglo.

Con estos considerandos, la demanda total de carbón para consumo en la Costa puede fluctuar entre 500 y 2000 miles de toneladas anuales para el año 2000.

3. Mejora en la balanza de pagos e ingresos fiscales a nivel nacional. Aumento de los ingresos regionales por regalías e impuestos. Desarrollo acelerado de comunidades ubicadas en el área de influencia de los proyectos. Aumento general del desarrollo socio-económico de la Costa y reducción del desempleo.
4. Normalización del equilibrio ecológico en el campo. Aumento en la disponibilidad de mano de obra para actividades productivas. Reducción de la contaminación en los hogares rurales.
5. Incremento en el nivel de vida en las zonas rurales mas apartadas de los centros urbanos. Mayor integración de las gentes del sector rural a las campañas educativas y ampliación de las posibilidades de acceso a los mercados de sus productos.

A continuación se presentan en detalle los objetivos para cada Subsector energético de la Costa Atlántica.

2.1 Objetivos del Subsector Carbón.

Para propósitos de su examen, el mercado del carbón de la Costa se puede considerar conformado por : a) un mercado interno y de exportaciones menores de carbones térmicos que lo abastece el sector privado mediante una minería mediana y pequeña, b) un mercado de exportación mayor donde se encuentran invertidos fondos públicos y que lo atiende una minería a gran escala desarrollada en asociación con capital extranjero.

a) Mercado Interno.

El mercado interno se refiere a tres aspectos primordiales que son : i) promoción del uso económico del carbón en la industria con fines tradicionales de generación de calor (para producción de vapor u operación de hornos) frente al combustible sustituto, que es el gas natural y del cual se cuenta también con una amplia disponibilidad, ii) establecimiento de la componente óptima generación termoeléctrica a carbon dentro del desarrollo y operación futura del sistema eléctrico nacional, y iii) investigación y desarrollo de nuevas tecnologías que mejoren económicamente en el futuro el uso del carbón (vg. carbón pulverizado, gasificación del carbón, mezclas de carbón y agua, etc).

Adicionalmente, el programa de expansión de mínimo costo para el sector eléctrico podría incluir una planta térmica, situada en la Costa Atlántica con una capacidad de 300-600 MW que eventualmente crearía una demanda adicional de 700-1400 miles de toneladas anuales hacia finales del presente siglo.

Con estos considerandos, la demanda total de carbón para consumo en la Costa puede fluctuar entre 500 y 2000 miles de toneladas anuales para el año 2000.

También parece de interés la instalación de una planta piloto para producir mezclas de carbón y agua la cual podría localizarse en Termoguajira o en Termocartagena, de manera que el país se encuentre preparado para cuando el incremento en los precios del petróleo hagan de nuevo rentable la aplicación de esta nueva tecnología.

b) Mercado Externo.

Para el mercado de exportación mayor resultan de principal importancia aspectos tales como : i) evaluación de nuevos proyectos de exportación y definición de una política congruente de desarrollo de una infraestructura de transporte y portuaria (que incluya también la necesaria para las exportaciones menores de carbón), ii) delineamiento de políticas y análisis de esquemas de contratación de nuevos desarrollos de envergadura, como es el caso del área de La Loma recientemente contratada con la Drummond en el cual su desarrollo se realizará con capital extranjero incluyendo el establecimiento de la participación equitativa de la Costa en ellos, iii) desarrollo y seguimiento de El Cerrejón Norte como fuente importante de divisas y de recursos fiscales incluyendo la solución de la situación financiera de CARBOCOL y, iv) consolidación de la capacidad nacional del mercadeo internacional del carbón térmico.

Proyección del Impacto de las Exportaciones Carboníferas.

Las estadísticas y proyecciones del sector carbonífero de exportación, incluidos, además del proyecto Cerrejón Zona Norte el de Zona Central, el proyecto de Prodeco en la Jagua, el proyecto de la Drummond en La Loma y un futuro proyecto en la zona del Descanso en la Loma, cuya exploración acaba de terminar la Empresa Estatal de Carbones, muestra como estos proyectos aportaron 12.520.000 de las casi 13 millones de exportaciones totales del país en 1989, y esta suma superará los 20 millones de toneladas en 1995, será mayor de 30 millones de toneladas en el año 2000 y estará llegando a finales de la primera década del siglo entrante a cerca de 40 millones de toneladas.

Ahora bien, los precios FOB del carbón muestran una disminución continua desde principios de la década hasta llegar al nivel más bajo en el primer semestre de 1987, de alrededor de US\$ 26.60 la tonelada, para recuperarse a finales de 1989 a cerca de US\$ 37.60. Las proyecciones preveen un crecimiento discreto de estos precios hacia el futuro, de acuerdo con los estimativos de la mayor parte de los analistas del escenario mundial.

En estas condiciones, las exportaciones de carbones térmicos que ascendieron en valor a cerca de US\$ 390 millones en 1989, superarán los 700 millones en 1995, los 900 millones en el año 2000, y se acercarán a los US\$ 1,400 millones a finales de la primera década del siglo entrante.

Su efecto neto sobre la balanza de pagos será positivo durante todo el periodo de proyección, ascendiendo de los US\$ 120 millo-

nes del año 89, a unos US\$ 290 millones en el año 95, a US\$ 470 en el 2000 y a cerca de US\$ 900 millones al finalizar la primera década del siglo entrante.

Medidas de Política.

a) El primer aspecto destacable es que la inversión extranjera en este tipo de proyecto continúa siendo necesaria básicamente por los grandes capitales que presupone esta escala de minería en sus grandes capacidades.

b) Entre estas condiciones se destaca la justa participación del estado mediante regalías directas en relación a volumen y precios, participación accionaria sin inversión directa, ingresos de participación por concepto de utilidades extraordinarias y/o participación creciente en función del volumen del hallazgo económicamente explotable.

c) El tercer tema en la contratación de gran minería se refiere a la importancia de garantizar el desarrollo regional y la conservación del medio ambiente y un adecuado ingreso a los municipios en el área de influencia del proyecto aún desde la etapa de exploración. Ya en la etapa de producción los grandes proyectos mineros deben contribuir firmemente al desarrollo económico y social de sus áreas de influencia y al financiamiento de sus programas de inversión.

d) La situación que enfrenta el desarrollo futuro de la exportación de carbón de la Costa pone de presente la necesidad de desarrollar la infraestructura de transporte y de puertos para la exportación. A este respecto resulta esencial adelantar los estudios y desarrollo de un puerto carbonífero adecuado al cual puedan acceder los distintos programas de exportación que se establezcan principalmente en las zonas productoras más promisorias del Cesar y la Guajira.

e) Dentro del plan de desarrollo de esta infraestructura y mientras se optimiza la infraestructura logística de transporte y puertos para otros Proyectos, se debe contemplar, donde sea económico, el aprovechamiento óptimo de las instalaciones de vías y puertos ya construidos para el Cerrejón Norte, y si fuere el caso, el establecimiento de los convenios institucionales requeridos para el aprovechamiento de tal infraestructura por parte de terceros.

2.2 Objetivos del Subsector GAS

El gas constituye un energético que el país no ha promocionado adecuadamente en los sectores residencial, comercial, industrial y de transporte hasta el punto de que grandes yacimientos de gas natural disponibles, no cuentan con mercado actual suficiente, así como también se ha mantenido una limitada oferta de gas licuado de petróleo GLP haciéndose necesaria la utilización de energía eléctrica y combustibles líquidos mucho más costosos para

los usuarios y para la economía nacional, en proporciones que pueden ser convenientemente sustituidas por gas.

Contratos para la explotación de Gas Natural

Por tanto el desarrollo del sector Gas tiene obviamente como fundamentación el logro de una adecuada disponibilidad del recurso. En esta materia, es clara la conveniencia de impulsar el desarrollo de los contratos de asociación en las áreas eminentemente gasíferas de la Costa Atlántica, para que las inversiones de riesgo en exploración, las asuman en lo posible, las Compañías asociadas. También resulta recomendable contemplar opciones alternativas a los contratos de Asociación, como se sugiere más adelante.

Estudio de importaciones de Gas Natural y de GLP

Otro campo de acción para sustentar la disponibilidad futura tanto del gas natural como del GLP se refiere a las importaciones. Sobre este particular, es bien conocida la enorme magnitud de las reservas probadas de gas natural que existen en Venezuela (mas de 100 TPC contra la disponibilidad de 4.7 TPC que tiene nuestro país), por lo cual valdría la pena explorar la viabilidad de la interconexión gasífera entre los dos países, con lo cual es claro que se podría fundamentar técnicamente el desarrollo completo de nuestro mercado de gas natural.

También es claro que las compras de GLP en el Caribe podría ser considerada para ampliar la oferta de este energético en todo el país con miras a realizar importantes beneficios por sustitución, principalmente de electricidad para cocción y calentamiento de agua.

2.3 Objetivos del Subsector ELECTRICIDAD

La situación del Sector Eléctrico de la Costa Atlántica no es ajena a la que vive este Subsector a nivel Nacional. La solución de su problemática financiera ya se sale de las manos de las Empresas del Sector y su solución de fondo corresponde más al campo macroeconómico de la Nación. Por esta razón al analizar la situación de este sector en la Costa debemos examinar primero el problema global de este Subsector.

La crítica situación financiera por la que está atravesando el sector eléctrico colombiano obliga al examen detallado y a la acción en diversos frentes. Los orígenes de este problema son muy diversos y esencialmente consisten en situaciones coyunturales de rezagos tarifarios, elevados niveles de pérdidas de energía y de la cartera por ventas, sobreinversión temporal en expansión de la generación, sobreendeudamiento externo y efecto adverso del incremento de las tasas de cambio del peso colombiano con respecto a las monedas que conforman la canasta de endeudamiento sectorial.

Adicionalmente, el sector tiene un problema de tipo estructural debido a que el país ha desarrollado un atípico y costoso suministro eléctrico residencial (para calentamiento de agua y cocción de alimentos) que resulta susceptible de ser sustituido en gran parte por energéticos mucho más económicos; el cual ha llevado a la insolvencia financiera en el mediano plazo, a la mayoría de las empresas distribuidoras de electricidad, que tienen mercados residenciales con requerimientos de subsidio en una alta proporción.

Para la solución de los problemas temporales ha sido necesario estructurar y poner en marcha un Programa de Ajuste Sectorial que contempla, entre otras, una serie de medidas de corto y mediano plazo como lo son: la racionalización de las inversiones del sector, la recuperación de la cartera morosa de las empresas eléctricas, la reducción de las pérdidas de energía eléctrica y aumentos en la eficiencia administrativa en varias empresas.

En dicho Programa los incrementos tarifarios han sido examinados con cautela y dentro de su problemática se ha establecido una política tarifaria que consulta los intereses de los usuarios y de la economía nacional, mediante la introducción de ajustes graduales hacia los niveles en que se sitúan los costos marginales de largo plazo de la energía eléctrica en Colombia pero conservando los subsidios que precisan los usuarios de bajos y medianos ingresos para acceder a los consumos básicos de electricidad.

Por otra parte, la corrección del problema estructural del mercado eléctrico solamente podrá realizarse en plazos relativamente largos y mediante programas concretos de administración de la demanda energética global, como lo pueden ser la introducción de gas natural y GLP como sustitutos de la electricidad para cocción y el calentamiento de agua, la racionalización del consumo eléctrico en el acondicionamiento de aire y la refrigeración, la introducción de sistemas convenientes de cogeneración eléctrica en algunas industrias, acciones tendientes a la racionalización del consumo eléctrico en algunos acueductos, etc.

El Sector Eléctrico se deberá enfrentar entonces, como un tema principal, a la solución de una situación financiera extremadamente crítica dentro de un panorama ya planteado de reordenamiento institucional y una inconveniente dinámica de desaceleramiento en la inversión requerida para garantizar el servicio eléctrico futuro confiable, especialmente en algunas regiones del país que están situadas en los extremos del Sistema Interconectado Nacional.

La Gestión de CORELCA y la solución a su Problema Financiero

En sus 20 años de existencia CORELCA ha incrementado la capacidad de generación eléctrica de la Costa Atlántica de 256.000 a 1'100.000 KW y construido una red de 4.500 Kms. de líneas de alta tensión que interconectaron los 7 departamentos de la Costa.

Durante el mismo período la demanda de electricidad creció a una

tasa promedio de 9.1% anual mientras que en el resto del país el aumento fue de 7.5% anual. En el periodo comprendido entre 1972 y 1988 el consumo per cápita de la región pasó de 297 KWH por año a 196 KWH/año (3.1 veces) en tanto que en resto del país aumentó de 375 a 1.046 KWH/año (2.8 veces).

La inversión efectuada para superar una situación de atraso con relación al resto del país exigió, la intensa utilización del crédito externo, y en esa forma, el servicio de la deuda de CORELCA como porcentaje de los ingresos por venta de energía, pasó del 75% en 1983 al 14% en 1988. En este último año el sólo interés causado por la deuda representó el 46.3% de los ingresos por venta de energía de la empresa.

Inicialmente los desbalances entre ingresos y egresos se cancelaron con aportes del presupuesto nacional y con refinanciación del servicio de la deuda, otorgadas por el Gobierno.

Sin embargo con el correr del tiempo, la porción que se refinanciaba fue creciendo con respecto a la que se cancelaba con aportes del presupuesto. En 1989 se refinanciaron \$61.000 millones y no se recibieron aportes importantes del presupuesto nacional. Para 1990 el déficit será del orden de \$56.000 Millones y dada la situación actual de CORELCA se considera realista asumir que de esta suma se refinanciarían cerca de \$30.000 Millones. Aún no se conoce cómo se refinanciaría la porción restante, en la cual están incluidas inversiones de alta prioridad tales como el Proyecto Urrá I y la recuperación de las unidades de generación de la Costa (PRU).

El problema financiero de CORELCA es de carácter estructural. Su servicio de la deuda es ahora mayor que sus ingresos y crece a una tasa superior al 40% anual (en 1985 el aumento fue del 110%) mientras que sus ingresos lo hacen a una tasa significativamente menor. Es evidente que la brecha entre ingresos y egresos seguirá aumentando, a menos que se modifique este desbalance fundamental.

El Problema de las Electrificadoras

La situación descrita se ve agravada por el hecho de que las electrificadoras no le pagan a CORELCA la totalidad de la factura por venta de energía. A junio de 1989 la deuda acumulada de años anteriores por este concepto ascendía a \$44.677 Millones, equivalentes a una rotación cercana a un año.

Si las electrificadoras de la Costa Atlántica recaudaran la totalidad de lo que facturan al público, sus ingresos anuales aumentarían en cerca de \$8.500 Millones y podrían cancelarle la totalidad de la factura a CORELCA. Sin embargo, esto no bastaría para solucionar el problema financiero de CORELCA en el corto plazo, como equivocadamente se afirma en algunos medios, ya que los déficits anuales de CORELCA tienen actualmente un orden de magnitud 7 veces mayor que la suma mencionada.

Soluciones

El problema de CORELCA no es solamente el desbalance presupuestal previsto para 1990. El problema principal es un déficit de US\$ 459 Millones más Col\$ 351.000 Millones, o el equivalente a US\$ 881 Millones previsto para los próximos 8 años, cuando la empresa debe ejecutar inversiones por valor de US\$ 329 Millones más Col\$ 251.000 Millones, o el equivalente de US\$ 631 Millones.

Este problema es común a todas las empresas del sector eléctrico, con excepción de las Empresas Públicas Municipales de Medellín, y su solución posiblemente exigirá un análisis a fondo sobre las prioridades en la asignación de los recursos del país y el papel del sector dentro de la economía nacional.

A continuación se presentan algunas opciones cuya factibilidad y conveniencia debe ser definida por diferentes entidades del Gobierno.

a. Reestructuración de la Deuda de CORELCA

Consiste en la refinanciación de la deuda con el FODEX vigente hasta Diciembre de 1985 (US\$ 57 Millones), el FODEX utilizado durante 1988 y 1989 (US\$ 81 Millones) y la deuda externa vigente a Diciembre de 1989 (US\$ 188 Millones) a un plazo que variaría entre 30 y 40 años, con un periodo de gracia de 10 años e intereses iguales a la inflación.

La anterior alternativa aporta a la solución una disminución en el déficit previsto para los próximos 8 años de US\$ 103 Millones.

b. Control de Pérdidas y Recuperación de Cartera de las Electrificadoras.

Actualmente existe un programa para incrementar el nivel de pagos de las electrificadoras a CORELCA, del 74% alcanzado en 1989 al 100% en 1995. Esto implica que en el mismo lapso dichas empresas deben recuperar su cartera morosa con el público y reducir sus niveles de pérdidas del 23% al 16%.

Si este programa se cumple en la forma prevista, aportará a la solución una disminución en el déficit para el periodo analizado de US\$ 381 Millones equivalentes.

c. Reajuste Tarifario

Dado que en las proyecciones financieras elaboradas por ISA conjuntamente con el Departamento Nacional de Planeación se ha estado asumiendo un incremento puntual del 4% anual en las tarifas de ISA a CORELCA, podría considerarse como alternativa de solución la aplicación del mismo incremento puntual a la tarifa de CORELCA a las electrificadoras.

Sin embargo, es necesario revisar cuidadosamente el alcance de esta solución en lo que se refiere a los aumentos al público, ya

que las tarifas a los usuarios finales en la Costa Atlántica se encuentran a un nivel cercano al costo incremental promedio a largo plazo del servicio y son en conjunto unas de las más elevadas del país.

En el caso de que esta alternativa se considere factible, aportaría como solución al déficit del período estudiado la suma de US\$ 345 Millones equivalentes.

La combinación de las tres opciones anteriores eliminaría casi en su totalidad el déficit previsto, ya que aportaría como solución un total de US\$ 829 Millones, equivalentes al 94% del déficit total previsto para el período considerado.

d. Medidas de Corto Plazo

Con el fin de evitar las graves consecuencias que tendría un retraso en la ejecución de algunos proyectos por la carencia de recursos y mientras se ponen en práctica las soluciones definitivas, sería necesario arbitrar en 1990 algunos fondos para el Proyecto Urrá I y autorizar la consecución de los créditos requeridos tanto para Urrá I como para ejecutar el Plan de Recuperación de Unidades de Generación (PRU)

El valor total del Proyecto asciende a US\$ 561 Millones, incluyen impuestos e intereses durante la construcción y, a diferencia de los demás proyectos incluidos en el plan de expansión, es el único que se encuentra con obras parcialmente contratadas y financiadas y el único que se vería afectado por una postergación de las decisiones tendientes a solucionar el problema financiero del sector eléctrico.

Por otra parte, el Plan de Recuperación de Unidades de Generación de CORELCA es fundamental para aumentar la confiabilidad del servicio en la Costa Atlántica en los próximos 2 años y contribuye a la solución del problema financiero de CORELCA. Como quiera que el costo variable de generación de CORELCA es actualmente de \$1.30 pesos /KWH y la energía comprada a ISA tiene un costo cercano a los \$10 pesos/KWH, toda generación propia adicional fortalece las finanzas de CORELCA y contribuye a sustentar el sistema eléctrico nacional.

El costo total de este programa para CORELCA se ha estimado en US\$ 15 Millones, y su financiación y su financiación se ha previsto a través de los mismos fabricantes de equipos y repuestos.

2.3 ESTRATEGIAS PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

2.3.1 Aspectos generales

a) Desarrollo de los sectores energéticos comerciales

El desarrollo de los sectores comerciales de energía en la Costa Atlántica debe ser guiado por un proceso de planeamiento energético integrado regional concebido según criterios de mínimo costo y que contemple también los siguientes aspectos:

i. Que sea coordinado con el proceso de planeamiento energético integrado a nivel nacional tanto en lo referente a la prospección del uso racional de la energía como en lo que respecta a la optimización de los sectores de oferta.

ii. Que se fundamente en un programa de administración económica de la demanda regional.

iii. El sector carbonífero debe prospectarse según las condiciones macroeconómicas nacionales en lo que respecta a los desarrollos para exportación y a la luz de los eventuales requerimientos regionales de sustitución de gas natural en los sectores eléctrico e industrial, así como también tomando en consideración las opciones de instalación de nueva capacidad de generación termoeléctrica. En esto debe considerarse en forma especial el aspecto del control ambiental y sus costos.

iv. El sector de gas debe evaluarse considerando la obtención de los mayores beneficios netos para todo el país y en cada renglón de uso económico del gas se deben contemplar las prioridades del abastecimiento en los mercados ya existentes en la Costa Atlántica con el gas que se produce en la región.

v. El sector petróleo se considera con un abastecimiento de crudos desde el interior del país mientras se den condiciones de autosuficiencia petrolera nacional y con un decidido apoyo al desarrollo de procesos petroquímicos que resulten económicos al país.

vi. El sector eléctrico debe planificarse dentro del esquema de expansión de la capacidad de generación eléctrica nacional y de la interconexión entre las regiones del país y teniendo en cuenta también opciones de desarrollo eléctrico por parte del sector privado que demuestren un mayor beneficio social, conforme a las políticas nacionales que se establezcan para este efecto. Así mismo debe considerar el esquema de generación local (diesel o hidroeléctrico según la opción más económica) para zonas aisladas no interconectables económicamente.

b) Desarrollo de los sectores energéticos tradicionales y la biomasa

Las condiciones socio-económicas de la región referentes al notable estado de atraso en el desarrollo de importantes sectores de

la comunidad y las condiciones y costos de los productos y desechos agrícolas plantean los siguientes lineamientos para el desarrollo de los sectores energéticos tradicionales y de la biomasa.

i. El uso de la leña y el carbón vegetal debe impulsarse o controlarse según si la utilización actual y futura de estos combustibles da origen o no a problemas de deforestación, lo cual varía según la situación microrregional y según los costos relativos de los energéticos comerciales sustitutivos puestos en los sitios de consumo. En este sentido resulta deseable lograr un apoyo institucional para el desarrollo de programas de reforestación e impulso al abastecimiento de energéticos modernos a zonas rurales que los requieran en forma económica. Así también se debe impulsar la mejora de la eficiencia en la producción de carbón vegetal y en el uso de la leña para cocción.

ii. El sector de aprovechamiento energético de residuos agrícolas debe evaluarse según los costos relativos de energéticos comerciales sustitutos. En general deberá considerarse prioritario el control del efecto de estos residuos sobre el medio ambiente.

iii. El sector de biocombustibles (alcoholes y aceites carburantes) no tiene una perspectiva de desarrollo económico en la región en el mediano plazo, mientras se tengan precios de petróleo por debajo de US\$ 80/barril.

c) **Desarrollo de los sectores energéticos nuevos y no convencionales**

La situación física y geográfica regional y las condiciones socio-económicas de muchas áreas rurales originan los siguientes lineamientos para el desarrollo de los sectores energéticos nuevos y no convencionales:

i. La energía solar constituye un recurso abundante en la región y su tecnología debe evaluarse económicamente para calentamiento de agua (principalmente en localidades que no dispongan de gas), para secado de productos agrícolas en áreas rurales y para proporcionar (junto con otras opciones energéticas) servicios básicos de iluminación y comunicaciones en áreas rurales no interconectables eléctricamente en forma económica. A este respecto resulta necesario establecer y promover el financiamiento necesario para el impulso a este tipo de programas.

ii. La energía eólica debe considerarse como una opción económica principalmente con fines de bombeo en zonas rurales propicias y tomando en consideración condiciones que dificultan en regiones específicas desarrollos potenciales como el de su aplicación para generación eléctrica.

iii. Tanto en lo referente a energía maremotriz como en lo que respecta a energía geotérmica no se conocen perspectivas para su desarrollo económico en la región en el mediano plazo.

2.3.2 Subsector carbón

i. Desde el punto de vista económico nacional resulta prioritario continuar con la labor de comercialización y consolidación del Complejo Carbonífero de El Cerrejón Norte en el mercado internacional y con los esfuerzos de reducción de costos corrientes de extracción y transporte del mineral producido hasta el puerto de exportación.

ii. El riesgo de las inversiones en minería del carbón no lo debería asumir el estado colombiano en una gran escala ya que el país y la región podrán convenientemente recibir beneficios de regalías, impuestos, empleo y desarrollo regional provenientes de desarrollos ejecutados con inversión extranjera.

iii. A escalas de explotación carbonífera mediana operan varios productores privados colombianos para los cuales conviene asegurar el éxito de las operaciones que realizan a su propio riesgo y con sus propios recursos.

2.3.3 Subsector gas

i. La región de la Costa Atlántica, en especial el sector industrial, el subsector eléctrico y cada día más el sector residencial, es altamente dependiente del gas natural combustible. Por esta razón su demanda futura debe ser abastecida con prioridad, para lo cual deben ejecutarse las alternativas rentables de desarrollo del campo de Chuchupa y del resto de los yacimientos para atender el incremento de la demanda regional. A este respecto también deben identificarse y solucionarse las posibles restricciones de la capacidad de transporte de gas natural para lo cual deberá estudiarse en detalle la operación y eventuales ampliaciones y/o estaciones de compresión para el Gasoducto Troncal de la Costa.

ii. Las importantes reservas de gas natural disponibles en la Costa Atlántica permiten prever más de dos décadas de autosuficiencia en el mercado regional actual.

iii. Como perspectiva principal se encontró que, aun con la declinación de la demanda regional prevista para 1993, la fecha económica de instalación de la segunda plataforma de Chuchupa sería alrededor de 1992. También se pudo establecer que con un mercado adicional del orden del 30% del mercado de Barranca atendido desde la Costa a partir de 1993, las condiciones económicas necesarias para el desarrollo del mercado del Gas Natural de la Costa se favorecen en el corto plazo y no se ven afectadas significativamente por un mayor valor de agotamiento en el largo plazo.

iv. El análisis del desarrollo de las reservas de gas natural de la Costa con la demanda total potencial en el interior establecida en el estudio del Gasoducto Central, muestra la necesidad de un requerimiento adicional de reservas de 1100 GPC para que la situación de autosuficiencia y de precios económicos del gas

2.3.2 Subsector carbón

- i. Desde el punto de vista económico nacional resulta prioritario continuar con la labor de comercialización y consolidación del Complejo Carbonífero de El Cerrejón Norte en el mercado internacional y con los esfuerzos de reducción de costos corrientes de extracción y transporte del mineral producido hasta el puerto de exportación.
- ii. El riesgo de las inversiones en minería del carbón no lo debería asumir el estado colombiano en una gran escala ya que el país y la región podrán convenientemente recibir beneficios de regalías, impuestos, empleo y desarrollo regional provenientes de desarrollos ejecutados con inversión extranjera.

iii. A escalas de explotación carbonífera mediana operan varios productores privados colombianos para los cuales conviene asegurar el éxito de las operaciones que realizan a su propio riesgo y con sus propios recursos.

2.3.3 Subsector gas

i. La región de la Costa Atlántica, en especial el sector industrial, el subsector eléctrico y cada día más el sector residencial, es altamente dependiente del gas natural combustible. Por esta razón su demanda futura debe ser abastecida con prioridad, para lo cual deben ejecutarse las alternativas rentables de desarrollo del campo de Chuchupa y del resto de los yacimientos para atender el incremento de la demanda regional. A este respecto también deben identificarse y solucionarse las posibles restricciones de la capacidad de transporte de gas natural para lo cual deberá estudiarse en detalle la operación y eventuales ampliaciones y/o estaciones de compresión para el Gasoducto Troncal de la Costa.

ii. Las importantes reservas de gas natural disponibles en la Costa Atlántica permiten prever más de dos décadas de autosuficiencia en el mercado regional actual.

iii. Como perspectiva principal se encontró que, aun con la declinación de la demanda regional prevista para 1993, la fecha económica de instalación de la segunda plataforma de Chuchupa sería alrededor de 1992. También se pudo establecer que con un mercado adicional del orden del 30% del mercado de Barranca atendido desde la Costa a partir de 1993, las condiciones económicas necesarias para el desarrollo del mercado del Gas Natural de la Costa se favorecen en el corto plazo y no se ven afectadas significativamente por un mayor valor de agotamiento en el largo plazo.

iv. El análisis del desarrollo de las reservas de gas natural de la Costa con la demanda total potencial en el interior establecida en el estudio del Gasoducto Central, muestra la necesidad de un requerimiento adicional de reservas de 1100 GPC para que la situación de autosuficiencia y de precios económicos del gas

natural en la Costa no se viera alterada sensiblemente con relación a la situación actual. Adicionalmente se pudo establecer que una fuente de combustible adicional con costos del orden de los 1.6 US\$/MBTU (Cif Costa), como eventual sustituto futuro del gas, cumpliría con un propósito similar.

v. Con los resultados obtenidos se puede observar que las necesidades de transporte hacia el área de Barranquilla, Cartagena y Chinú son inferiores a los 250 MPCD de capacidad del gasoducto hasta el año de 1991. Sin embargo, a partir de 1992 se requerirían ampliaciones en dicha capacidad de transporte.

vi. Dado el importantísimo beneficio nacional que viene proporcionando la distribución domiciliar del Gas Natural resulta conveniente darle prioridad a esta actividad y propiciar el aumento económico de la cobertura del servicio. Con el fin de estimular el consumo residencial, comercial e industrial menor de gas natural conviene establecer una política tarifaria que refleje el verdadero costo del servicio y que incluya el concepto de la economía de escala a nivel del usuario residencial.

vii. La consideración de plantas de cogeneración eléctrica por parte del Sector Industrial resulta también relevante para la sustitución de generación eléctrica a gas mas costosa y para asegurar la confiabilidad requerida por este sector.

viii. Otro de los programas que conviene seguir impulsando e implementando con miras a resolver los problemas logísticos que no han permitido su evolución deseada, es el de GNC para el transporte público. Las perspectivas de ahorros económicos por la sustitución de gasolina y de reducción de la contaminación ambiental justifican este propósito.

ix. La liberación de la oferta de gas natural y el incentivo de los niveles económicos para su consumo requiere de señales de precio de combustibles al consumidor acordes con el costo económico de oportunidad de los combustibles sustituidos (GLP, Fuel Oil, ACPM, Carbón y Energía Eléctrica) y de la consideración del precio económico del gas natural, sobre el cual se recomienda utilizar como guía la metodología y resultados obtenidos en el presente estudio, con la debida actualización periódica de los mismos. En la fijación de los precios del gas natural debe evitarse en lo posible desviaciones importantes de su precio económico con el fin de evitar los mayores costos sociales que podrían originarse por exceso o por defecto.

x. La liberación de la oferta de GLP mediante su importación resulta económicamente recomendable mientras se logra la ampliación de la capacidad interna de producción que resulta atractiva en el largo plazo.

2.3.4 Subsector petróleo

i. Resulta conveniente mantener el programa exploratorio previsto en la región con miras a aumentar en lo posible las reservas y la producción petrolera regional.

ii. Conviene seguir incrementando la capacidad de refinación en Cartagena mientras ello sea posible a bajo costo incremental. Así mismo resulta necesario establecer los mecanismos de política que garanticen el desarrollo petroquímico que resulte económico, con miras prioritarias a la sustitución de materias primas derivadas del petróleo.

iii. Se deben realizar las ampliaciones requeridas por el país en la Costa en materia de oleoductos, poliductos y puertos para productos de petróleo considerando las máximas seguridades para la protección ambiental de la región. A este respecto conviene estudiar la conveniencia de establecer compensaciones (al estilo de las asignadas por la ley 56/81) por los riesgos en el transporte y en el manejo de combustibles en los puertos.

iv. Conviene impulsar el apoyo a los distribuidores nacionales de combustibles, tomando en consideración la capacidad técnica empresarial en este campo y la competitividad de las empresas existentes.

2.3.5 Subsector eléctrico

i. La evaluación técnica y económica de la expansión del sistema eléctrico nacional ha indicado que el proyecto hidroeléctrico de Urrá I resulta prioritario aún considerando solamente su utilización para generación eléctrica.

ii. Conviene actualizar los estudios de instalación de una nueva termoeléctrica de alta capacidad en la región considerando las opciones de suministro de carbón desde La Loma o desde San Jorge y las ubicaciones en boca de mina y en el futuro nuevo puerto de exportación carbonífera. Para ello amerita considerar los criterios señalados sobre el valor económico del carbón, sobre la flexibilidad de operación dentro del sistema hidroeléctrico y sobre los ahorros de combustible que conllevaría el proyecto si está asociado a una mina de exportación. Así mismo deben actualizarse los costos de control ambiental para ubicaciones en la cercanía de los centros urbanos. En este sentido la ubicación de una central en la cercanía del puerto de exportación del carbón de La Loma podría resultar interesante.

iii. Conviene estudiar para el sistema regional la opción de generación privada de electricidad, especialmente para el sector privado industrial con posibilidad de cogeneración y para la realización de pequeñas hidroeléctricas. En este aspecto resulta también relevante el establecimiento de una base tarifaria nacional para la compra de eventuales excedentes de energía eléctrica al sector privado.

2.3.6 Subsectores tradicionales y nuevos

i. Resulta de la mayor importancia establecer programas de conservación y sustitución de leña y carbón vegetal en los municipios identificados con problemas de deforestación.

ii. La energía solar resulta muy económica en casos de calentamiento de agua en sitios urbanos que no dispongan de gas. Así mismo la tecnología desarrollada para su aprovechamiento fotovoltaico conviene usarla en comunidades rurales lejanas a los sistemas eléctricos interconectados, con el fin de abastecer las necesidades básicas de iluminación, comunicaciones y otros consumos energéticos menores. A este respecto conviene establecer en cada caso, según la accesibilidad a los diferentes sitios, la fuente de suministro más conveniente de energía para baterías (solar, diesel, motor de gasolina o eólica).

iii. La energía eólica conviene utilizarla en el bombeo de agua en áreas rurales propicias.

3. PROGRAMAS Y MEDIDAS DE POLITICA PARA EL SECTOR MINERO ENERGETICO.

Como programas y políticas para desarrollar el sector minero energético en la Costa Atlántica, podemos recomendar :

- i. Institucionalizar la opción de generación privada de electricidad y establecer tarifas asociadas.
- ii. Actualizar los estudios de localización de nuevas termoeléctricas de carbón en la Costa.
- iii. Declarar de prioridad nacional los proyectos de Urrá I, el segundo circuito de interconexión a 500 kV y la interconexión con Venezuela.
- iv. Apoyar la implementación de los programas de conservación de la cuenca, de control ambiental, de relocalización de los asentamientos humanos y de desarrollo social, previstos por CORELCA y la CVS para el área de influencia de Urrá I.
- v. Actualizar los estudios de localización de pequeñas refineries teniendo en cuenta opciones de localización en la Costa Atlántica (i.e. Coveñas Ayacucho y/o Cartagena) y definir los mecanismos para la participación de Ecopetrol en la Planta de Aromáticos y Olefinas cuya localización más recomendable parece ser Cartagena.
- vi. Evaluar la conveniencia de establecer compensaciones por el manejo de productos de petróleo en puertos, oleoductos y poliductos dentro del concepto de la Ley 56/81.
- vii. Asegurar el suministro de la demanda actual de gas natural, GLP y combustibles líquidos en la Costa tanto en materia de producción como del transporte.
- viii. Actualizar los estudios de aprovechamiento industrial del gas de la Costa en los proyectos amoníaco/úrea, y metanol/MTBE.
- ix. Promover la inversión extranjera en los proyectos de gran minería y apoyar técnica y financieramente al sector minero local dedicado a la pequeña y mediana minería.
- x. Desarrollar los estudios para definir uno o más puertos alternos de dedicación exclusiva para la exportación del carbón de los yacimientos distintos al Cerrejón y propiciar en el corto plazo los medios para facilitar el manejo de éstas exportaciones en los puertos existentes, atendiendo de manera adecuada los problemas de la contaminación ambiental inherentes a esa actividad.

4. PROYECTOS PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

La región de la Costa Atlántica tiene actualmente en ejecución, o con muy buenas perspectivas para un desarrollo próximo, una serie de realizaciones tendientes a consolidar la oferta energética futura que revisten una importancia significativa, tal como se enumeran a continuación.

Una breve descripción de estos Proyectos se incluye en el ANEXO 2

CARBON MINERAL

- i Exploración en la región
- ii Consolidación de El Cerrejón Norte
- iii Reapertura de El Cerrejón Central
- iv Iniciación del desarrollo de La Loma
- v Desarrollo de Proyectos Carboníferos Adicionales
- vi Suministro de carbón a Centrales e Industrias existentes

CRUDO DE PETROLEO

- i. Exploración en la Región
- ii. Oleoducto Vasconia-Coveñas
- iii. Ampliación del poliducto Pozos Colorados - Barranca
- iv. Utilización del Poliducto Actual Pozos Colorados-Barranca Para Llevar Gas a lo Largo de su Ruta
- v. Planta de Olefinas y Aromáticos

GAS NATURAL

- i. Exploración en la Región
- ii. Ampliación de la capacidad de Producción en la Guajira
- iii. Ampliación del Gasoducto Palomino-Barranquilla.
- iv. Aprovechamiento Industrial del Gas
 - a) Planta de Amoníaco-Urea
 - b) Planta de Metanol y MTBE
- v. Interconexión Gasífera con Venezuela

ENERGIA ELECTRICA

- i Recuperación de unidades de generación.
- ii Traslado Turbogases de ISA
- iii Segundo circuito a 500 kV
- iv Interconexión eléctrica con Venezuela
- v Central de Urrá
- vi Producción privada de electricidad
- vii Ampliación de la generación térmica
- viii Ampliaciones de transmisión y subtransmisión
- ix Remodelación de redes urbanas
- x Electrificación rural

CONCLUSIONES MAS RELEVANTES PARA EL SECTOR MINERO-ENERGETICO

Las conclusiones y recomendaciones que mayor impacto pueden generar en el corto plazo para el sector minero-energético de la Costa Atlántica se pueden resumir así :

- i. Institucionalizar la opción de generación privada de electricidad y establecer tarifas asociadas.
- ii. Actualizar los estudios de localización de nuevas termoeléctricas de carbón en la Costa.
- iii. Declarar de prioridad nacional los proyectos de Urrá I, el segundo circuito de interconexión a 500 kV y la interconexión con Venezuela.
- iv. Apoyar la implementación de los programas de conservación de la cuenca, de control ambiental, de relocalización de los asentamientos humanos y de desarrollo social, previstos por CORELCA y la CVS para el área de influencia de Urrá I.
- v. Actualizar los estudios de localización de pequeñas refineries teniendo en cuenta opciones de localización en la Costa Atlántica (i.e. Coveñas Ayacucho y/o Cartagena) y definir los mecanismos para la participación de Ecopetrol en la Planta de Aromáticos y Olefinas cuya localización más recomendable parece ser Cartagena.
- vi. Evaluar la conveniencia de establecer compensaciones por el manejo de productos de petróleo en puertos, oleoductos y poliductos dentro del concepto de la Ley 56/81.
- vii. Asegurar el suministro de la demanda actual de gas natural, GLP y combustibles líquidos en la Costa tanto en materia de producción como del transporte.
- viii. Actualizar los estudios de aprovechamiento industrial del gas de la Costa en los proyectos amoníaco/úrea, y metanol/MTBE.
- ix. Promover la inversión extranjera en los proyectos de gran minería y apoyar técnica y financieramente al sector minero local dedicado a la pequeña y mediana minería.
- x. Desarrollar los estudios para definir uno o más puertos alternos de dedicación exclusiva para la exportación del carbón de los yacimientos distintos al Cerrejón y propiciar en el corto plazo los medios para facilitar el manejo de éstas exportaciones en los puertos existentes, atendiendo de manera adecuada los problemas de la contaminación ambiental inherentes a esa actividad.

CUADRO 1

PRODUCCION DE CARBON (MILES DE TONELADAS)

COSTA ATLANTICA

AÑO	GUAJIRA		CORDOBA	CESAR	TOTAL COSTA	RESTO DEL PAIS	TOTAL NACIONAL
	Z.N	Z.C					
1980	0	0		0	0	4,112	4,112
1981	0	0		0	0	4,325	4,325
1982	0	90		0	90	4,579	4,669
1983	0	347		0	347	4,845	5,192
1984	777	572		148	1,497	5,140	6,637
1985	2,650	657		293	3,600	5,374	8,974
1986	5,100	0		504	5,604	5,133	10,737
1987	7,633	0	220	453	8,306	5,148	13,454
1988	8,768	111	250	461	9,590	5,687	15,277
1989	11,411	522	300	700	12,933	5,969	18,902

Fuente : CARBOCOL.

CUADRO 2
DISTRIBUCION DE LOS RECAUDOS
DEL FONDO DE FOMENTO DEL CARBON (1)

CONCEPTO	1986-1988		
	Millones de Pesos		
	1986	1987	1988
I TRANSFERENCIAS	1273	2044	2930
1 Departamentos	393	599	783
2 Municipios	436	667	868
3 Corporaciones	130	199	257
4 CARBOCOL 5% Admon.	60	106	149
5 Reasignación	139	297	649
6 CORPES	115	175	224
II FOMENTO MINERO	937	1434	2013
1 Procesos del Carbón	29	60	109
2 Alto San Jorge	206	85	378
3 Procarbón de Occidente	13	28	55
4 Apoyo a Pequeña Minería	626	906	908
5 Proyecto El Descanso-La Loma	63	355	509
TOTAL EGRESOS	2211	3478	4943

(1) Hasta 1988 se denominó Fondo Nacional del Carbón.

CUADRO 3

BALANCE ENERGETICO REGIONAL (TJ)
DEMANDA DE ENERGIA COMERCIAL EFECTIVA

	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>
CONSUMO FINAL	99110	105898	109406
NO ENERGETICO	<u>8680</u>	<u>8919</u>	<u>8492</u>
Refinados	5560	5547	5357
Gas Natural	3120	3372	3135
ENERGETICO	<u>90430</u> (100.0%)	<u>96979</u> (100.0%)	<u>100914</u> (100.0%)
INDUSTRIAL	<u>35864</u> (39.7%)	<u>39522</u> (40.8%)	<u>44267</u> (43.9%)
Carbón Mineral	1145	1409	1791
Refinados	1059	1419	1218
Gas Natural	29664	32945	36590
Energía Eléctrica	3996	3749	4668
TRANSPORTE	<u>38630</u> (42.7%)	<u>40398</u> (41.7%)	<u>39664</u> (39.3%)
Refinados	38630	40398	39664
RESID-COM	<u>2234</u> (2.5%)	<u>2267</u> (2.3%)	<u>2240</u> (2.2%)
GLP	2234	2267	2240
RESIDENCIAL	<u>7997</u> (8.8%)	<u>8540</u> (8.8%)	<u>8829</u> (8.8%)
Refinados	2628	2712	2411
Gas Natural	574	819	1197
Energía Eléctrica	4795	5009	5221
COMERCIAL	<u>2791</u> (3.1%)	<u>2931</u> (3.0%)	<u>2758</u> (2.7%)
Refinados	1443	1557	1335
Energía Eléctrica	1348	1357	1423
OFICIAL Y OTROS	<u>2006</u> (2.2%)	<u>2347</u> (2.4%)	<u>2336</u> (2.3%)
Refinados	392	646	577
Energía Eléctrica	1614	1701	1759
AGRICOLA	<u>908</u> (1.0%)	<u>973</u> (1.0%)	<u>820</u> (0.8%)
Refinados	845	910	764
Energía Eléctrica	63	63	56

Código de Minas (Mediana y Pequeña Minería)

El Gobierno Nacional, por medio del Decreto 2655 del 23 de diciembre de 1988 expidió el nuevo Código de Minas con la intención de manejar un estatuto moderno, ágil y flexible en su aplicación, con medidas preferenciales para la pequeña minería y a su vez, dotando de recursos a los nuevos Fondos de Fomento.

Los principios básicos que determinaron la política minera, son esencialmente la ratificación del principio de la propiedad de la Nación sobre los recursos mineros del subsuelo, la declaración de la industria minera como de utilidad pública y de interés social, simplificación de la legislación con expedición de títulos para los verdaderos mineros en un registro Minero Nacional y el apoyo a la pequeña y mediana minería.

En general algunos de estos propósitos y políticas se cumplen en el nuevo código y otros no, dada una serie de inconsistencias y omisiones del articulado y que es indispensable corregir. En primer lugar, hay que reforzar la acción de los Fondos de Fomento Minero dado su papel fundamental como instrumento de la política minera por lo cual debe dotárseles de recursos adecuados sin el innecesario trámite de transferir recursos propios del sector a la Nación para dejar su decisión de asignación en el CONPES.

Además, es indispensable revisar todo el capítulo de contraprestaciones económicas dado que no se logró el necesario equilibrio entre los ingresos correspondientes al minero, los municipios, los departamentos, las Empresas del Estado, y los Fondos de Fomento por mineral y por escala de producción.

En segundo lugar se deberá reglamentar una adecuada descentralización de la administración de los recursos minerales, particularmente de la gestión a nivel municipal de la pequeña minería y la minería artesanal o microminería, lo cual era uno de los propósitos originales y no quedó debidamente establecido en el nuevo Código. Las ventajas que trae esta descentralización son evidentes, en especial en el desarrollo del indispensable vínculo entre el municipio y el pequeño minero.

Entre las medidas que hay que desarrollar para la promoción de una pequeña y mediana minería se destacan dos: la ampliación de las exenciones para importación de maquinaria, materiales y repuestos a cooperativas, Caja Agraria, contratistas mineros y otras entidades o personas naturales y jurídicas vinculadas al sector; el nuevo código establece que estas exenciones únicamente serán otorgadas a titulares de derechos mineros lo cual es sumamente restrictivo, dado que este aspecto ha sido vivamente reclamado por la comunidad minera. El segundo punto se refiere al crédito minero para lo cual se reforzarán las acciones que permitan la utilización de la denominada prenda minera y los minerales

como garantía, en la financiación de operaciones; para le efecto es fundamental establecer fondos internos de garantía, certificados de garantía expedidos por las Empresas Industriales y Comerciales del Estado y la participación de éstas obrando como las seccionales mineras de los bancos comerciales.

Se observa claramente que la ejecución de este tipo de medidas una vez consignadas y reglamentadas en la reforma al Código de Minas, dependen en gran parte del refuerzo técnico de las entidades responsables y el fortalecimiento financiero de los Fondos de Fomento. Así, por ejemplo, los aspectos ambientales de la minería, uno de los puntos esenciales de la política minera que se desea desarrollar, depende en gran medida de la efectividad de los programas de asistencia técnica y capacitación de la pequeña y mediana minería para generalizar el uso de técnicas adecuadas que minimicen el daño ambiental.

En consecuencia, la financiación de los Fondos de Fomento Minero, la diversidad de leyes que se han promulgado para gravar empresas y actividades de manera parcial y particular, así como la necesidad de unificar criterios para la tributación de la gran minería de exportación con destino a la misma minería, a los municipios, departamentos y Estado lleva a pensar en una revisión total de la política de impuestos y regalías, incluyendo la posibilidad de una reforma tributaria con normas avanzadas como excepciones y deducciones para empresas que inviertan en exploración o en proyectos mineros en ciertas zonas particulares del país.

Finalmente debemos concluir que para llevar a cabo estas modificaciones y recomendaciones, es necesario preparar y debatir ampliamente un Proyecto de Ley de reforma al Código de Minas que permita cumplir con estos objetivos, por supuesto sin vulnerar los derechos adquiridos de las regiones mineras.

Fondos de Fomento Minero

Para la ejecución de los programas necesarios para el desarrollo minero se dispone de una herramienta fundamental, los Fondos de Fomento Minero, previstos en el nuevo Código de Minas; esencialmente existen dos fondos: el Fondo de Fomento de los Metales Preciosos - FFMP-, creado por el decreto 2657 de 1988 y el Fondo del Fomento del Carbón -FFC- creado por el decreto 2656 de 1988 y que sustituye el anterior Fondo Nacional del Carbón.

El FFMP que será administrado por ECOMINAS, pretende adelantar los programas de asistencia técnica, capacitación, crédito, inversión en proyectos especiales, exploración, explotación, beneficio, comercialización, investigación y desarrollo tecnológico, programas de infraestructura social y otros proyectos, todos en áreas de producción de la PMM o promisorias en minería de los metales preciosos, oro, plata y platino. Para el efecto se utilizará la infraestructura de ECOMINAS, INGEOMINAS, el MME y sus Seccionales y la Consultoría privada.

Sinembargo, en la práctica, para tales acciones y funciones el FFMP solo dispone en realidad de algunos recursos muy limitados provenientes del Presupuesto Nacional, insuficientes para el cumplimiento de los objetivos mínimos y para el fortalecimiento técnico de las entidades de administración y ejecución⁵.

Por otra parte hay que destacar que la minería de los metales preciosos sí produce los excedentes suficientes para autofinanciar su desarrollo. Las utilidades generadas por la venta de oro físico al exterior (diferencias entre valores de compra y venta) cuyo manejo es realizado por el Banco de la República, ascendieron a un promedio anual de \$12.262 millones en los últimos cuatro años; estas utilidades se depositan en la llamada cuenta especial de cambios y su aplicación se efectúa únicamente en el Fondo de Inversiones Públicas y en el Fondo de Estabilización Cambiaria según el decreto No. 73 de 1983. Tales aplicaciones no benefician directamente al sector minero por lo cual se propone la destinación de alguna parte de estos recursos hacia el FFMP.

En general se hace indispensable afectar el monopolio de compra y venta de oro que tiene el Banco de la República para facilitar no solamente la consecución de recursos para el desarrollo aurífero sino para facilitar la participación de inversionistas privados nacionales y extranjeros en el desarrollo del potencial de la minería de los metales preciosos del país. Los estudios al respecto indican que se requiere de una ley marco para modificar esta situación.

En relación al FNC administrado por CARBOCOL, éste es financiado más adecuadamente con los recursos provenientes del impuesto a la producción del carbón y cuya fuente fundamental ya la constituye la operación de el Proyecto de El Cerrejón y los demás proyectos grandes y medianos próximos a ejecutarse.

Sinembargo, aunque a nivel de programas de inversión como las Estaciones de Salvamento Minero, y de exploración, la aplicación de fondo ha sido buena, en relación al crédito minero se adolece de la general incapacidad técnica de los intermediarios financieros para atender este tipo de crédito lo cual ha impedido un alto nivel de aprobación de solicitudes. En consecuencia, se deben continuar los programas que involucren la prenda minera con el Certificado de Garantía carbonífera y en alguna medida el apoyo técnico a los intermediarios financieros.

Finalmente hay que destacar que en principio no existen fondos y recursos especializados para el fomento y desarrollo de las operaciones en minerales diferentes a metales preciosos y carbón por lo cual se requiere la constitución de nuevos fondos o el fortalecimiento financiero de las entidades responsables. En conse-

⁵ El Decreto 2657 prevee la destinación de algunas sumas provenientes de regalías y cánones superficarios pero tales recursos no serán de cuantía apreciable al menos en los primeros años de operación.

cuencia se propone la creación de tres fondos así: a) carbón, b) minerales metálicos y c) minerales no metálicos (incluyendo minerales para construcción). Su financiamiento debe asegurarse con recursos específicos provenientes de la gran minería o de entidades con excedentes como pudiera ser ECOPETROL.

PROYECTOS PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

La región de la Costa Atlántica tiene actualmente en ejecución una serie de realizaciones tendientes a consolidar la oferta energética futura que revisten una importancia significativa, tal como se describe a continuación.

Carbón mineral

i Exploración en la región

En el área del Alto San Jorge (Córdoba) en 1987 se culminaron por parte de CARBOCOL los trabajos de exploración y prefactibilidad técnico-económica de la explotación del área Las Palmeras en la cual se identificaron 515 millones de toneladas demostradas de carbón térmico, susceptibles de ser explotadas a cielo abierto con dos alternativas: 1.5 millones ton/año para abastecimiento de una termoeléctrica en el área y 4.0 millones ton/año que incluiría, además del suministro anterior, 2.5 millones ton/año para el abastecimiento de la Costa Atlántica.

Adicionalmente, en el área de El Descanso (Cesar) CARBOCOL inició los trabajos de exploración y estudio para una mina a cielo abierto del orden de 10 millones de ton/año con destino a la exportación incluyendo la selección del sistema de transporte y del puerto de exportación.

Recientemente también, CARBOCOL contrató con la firma nacional PRODECO la exploración y posible explotación futura del área de Calenturita (Cesar) con posibilidades de explotación del orden de los 2 millones ton/año.

ii Consolidación de El Cerrejón Norte

El complejo carbonífero de El Cerrejón Norte ha venido incrementando su producción para exportación afirmando su posición en el mercado internacional alcanzando en 1987 una participación del 5.5% en el mercado internacional de carbón térmico, con un volumen de embarque de 8.2 millones de ton y una producción de 7.6 millones de toneladas, el 89% de la proyectada, conducente al logro de la meta de exportación de 15.0 millones de toneladas en 1991. Ello se realizó dentro de un esquema de dificultades financieras en el cual el precio promedio de venta (alrededor de US 30.0/ton) no compensó los costos totales unitarios aun cuando fue superior a los costos corrientes unitarios (los cuales se situaron alrededor de US 28.5/ton en 1987). En este sentido la asociación CARBOCOL-INTERCOR ha realizado efectivos esfuerzos de reducción de estos costos en forma tal que hacia el futuro se prevén reducciones adicionales hasta situarlos alrededor de los US 20/ton cuando se alcance el volumen de los 15 millones de

ton/año mientras que la perspectiva de precios se sitúa por encima de los US \$ 36/ton en 1989.

iii Reapertura de El Cerrejón Central

En 1985, luego de tres años de operaciones, se suspendió la explotación de esta área originalmente prevista para extraer 10 millones de ton en 10 años (el contratista solamente alcanzó a extraer 1.6 millones de ton).

Posteriormente, en 1987, la Comunidad de El Cerrejón autorizó a CARBOCOL para la explotación de 500 mil ton en 15 meses, actividad que se contrató con firmas enteramente nacionales en 1988, y que permitió lograr la reapertura y aprovechamiento de la mina con destino a los mercados del Caribe y Brasil.

iv Iniciación desarrollo de La Loma

CARBOCOL ha contratado con la compañía Drummond la explotación y comercialización del yacimiento de La Loma (mina Boquerón a cielo abierto) luego de la cesión a ésta de los derechos y estudios realizados por la asociación Greenley-Simesa. La primera fase de explotación contempla un período de 3.5 años para la extracción de hasta 1 millón de ton/año mientras que en la segunda fase se espera aumentar la producción a niveles de hasta 10 millones de ton/año. Para el transporte se prevé utilizar el ferrocarril hasta Santa Marta inicialmente y luego barcazas por el río Magdalena hasta un puerto de exportación en Cartagena.

Las ventajas de este programa se resumen en: a) El desarrollo total del proyecto sin inversión pública nacional con una inversión total de US \$ 581.0 millones, b) el beneficio directo nacional estará representado por el ingreso de regalías (15% del precio FOB presuntivo) e impuestos de renta y remesas c) el mineral estará destinado principalmente a mercados propios de la Drummond en forma tal que no se prevé una competencia directa con los otros programas de exportación de carbón colombiano y d) CARBOCOL se reserva el derecho de destinar, en caso necesario, parte de la producción con destino al consumo nacional. Además se estima que se crearán cerca de 3000 empleos directos y no menos de 4000 indirectos.

v Desarrollos carboníferos adicionales

Además de la explotación del área de San Pedro (Córdoba) por parte de Carbones del Caribe S.A., con destino tanto al consumo interno en Cerromatoso como a la exportación, se prevé la explotación del área de la Jagua de Ibirico (Cesar) por parte de la Nación a través de CARBOCOL y mediante contratos debidamente celebrados con productores nacionales (también para la exportación y el consumo interno).

Esta política se adoptó luego que en 1987 la compañía minera Marathon desistió de todos sus derechos sobre esta zona.

vi Suministro de carbón a centrales y plantas existentes

La central termoeléctrica de Termoguajira constituye el centro de transformación energética de la Costa donde más rápidamente podría establecerse un proceso de sustitución de gas natural por carbón (dado que la central cuenta con las instalaciones necesarias para su almacenamiento, manejo y consumo) además que su ubicación lejana de los centros urbanos permite pensar que en este sitio sería donde se produciría una menor incidencia ambiental.

Tanto desde el punto de vista de confiabilidad en el suministro como por el valor económico relativo del gas con respecto al del carbón, hacia el mediano y largo plazo se plantea la conveniencia de utilizar carbón en Termoguajira, dado que el valor económico unitario del gas natural se espera que suba en términos relativos para ubicarse por encima del correspondiente al del carbón. Los estudios preliminares de estos valores muestran que ello ocurriría en el nivel de los US\$ 1.2/MBTU (dólares de 1986) a mediados de la próxima década.

Para el corto plazo, sin embargo, la utilización de carbón en la central debe mirarse tomando en consideración la confiabilidad de la operación (disponer de una generación mínima a carbón y de un almacenamiento suficiente para atender los requerimientos de generación combinada gas-carbón en todo el sistema de generación de la Costa) y desde el punto de vista de optimización en la utilización de la capacidad de producción de gas en La Guajira la cual en la actualidad es del orden del los 270 MPCD que se estima podrán aumentarse a los 330 MPCD mediante trabajos de desarrollo de los pozos actuales de Chuchupa y Ballenas (como se menciona en la sección c) ii más adelante).

Adicionalmente, debe observarse que desde el punto de vista económico global, el posponer la inversión de la segunda plataforma en Chuchupa (que tiene un costo de inversión de unos US\$ 65 millones) sería justificable si para ello se precisa utilizar a Termoguajira con un máximo de alrededor de un 25% de factor de utilización con carbón (promedio en el período) lo que equivale a utilizar unas 200000 ton/año de carbón en la central.

Tomando en consideración lo anterior resultaría conveniente establecer un suministro de carbón a Termoguajira que inicie en forma continua con un volumen inferior a las 200000 ton/año pero que prevea en el futuro su incremento hasta las 650000 ton/año, cuando ello resulte económicamente conveniente según el desarrollo del mercado y de la capacidad de producción de gas natural en la Costa.

Esta sustitución debería ser analizada en un mayor detalle dentro de un estudio riguroso y detallado sobre la utilización en el largo plazo de gas natural en el país.

En caso de que se confirme su viabilidad, el abastecimiento de carbón a Termoguajira podría ser realizado en forma independiente de los correspondientes a los grandes complejos de exportación

con el fin de poder establecer un precio adecuado del carbón para Corelca, el cual según las políticas trazadas por el Ministerio de Minas y Energía debería resultar equivalente al del precio del gas no subsidiado, incluyendo los costos de manejo (aproximadamente US 23.5/ton en 1988, puesto en planta).

El suministro a este precio podría lograrse mediante una explotación específica para la central (posiblemente combinada con suministro de volúmenes similares adicionales para la exportación) en Cerrejón. En este caso a corto plazo el medio de transporte más económico sería el camión (incluyendo la construcción del tramo La Florida-El Ebanal) con costos de transporte del orden de los 9.5 US\$/ton; lo cual, con US\$ 0.7/ton de costos de manejo en planta, permitiría cubrir aproximadamente US\$ 13.3/ton para la explotación en la mina.

El costo total de explotación en la mina podría compensarse, para ubicarlo en este valor, mediante un margen que proporcione volúmenes adicionales destinados a la exportación que fuesen explotados en la misma mina.

Una vez definida la posible utilización de carbón en Termoguajira, para el más largo plazo (próximo siglo) existen las posibilidades de utilización de carbón en Termobarranquilla y Termocartagena, las cuales amerita ser examinadas a la luz de las dificultades y costos para el control ambiental que origina el uso del carbón y de los mayores costos de transporte, almacenamiento y manejo del mineral.

Crudo de Petróleo

i. Exploración en la región

La Costa Atlántica posee cuatro de las trece cuencas sedimentarias del país con un total de 227000 km² (el 31.7% del total nacional).

La exploración por métodos magnetométricos se ha realizado (1985) en el 44.9% del área, la exploración gravimétrica en el 12% y la sísmica en el 41.3%. Adicionalmente, se han perforado 209 pozos exploratorios y entre 1985 y 1986 Ecopetrol realizó la evaluación geológica, geofísica y geoquímica de 11 millones de hectáreas en el Valle Inferior del Magdalena y zonas adyacentes.

El Plan quinquenal de Exploración de Ecopetrol ha programado la inversión de US\$ 46.5 millones en la región durante el período 1987-1991 que incluyen la toma de 12650 muestras, 2000 km de sísmica y 15 pozos exploratorios.

ii. Oleoducto Vasconia - Coveñas

Con base en el incremento en la disponibilidad de crudos en el Magdalena Medio (Vasconia), obtenida con la futura puesta en operación del oleoducto central de los Llanos y de la ampliación del oleoducto del Alto Magdalena, se ha previsto la construcción

del nuevo oleoducto Vasconia-Coveñas que permitirá la exportación de cerca de 100 kB/d adicionales desde el puerto de Coveñas.

Esta obra se constituye así en una de altísima prioridad para el sector de los hidrocarburos y para la economía nacional al permitir el desarrollo de áreas petrolíferas del interior con destino a la exportación, en forma tal que permite obtener enormes beneficios netos para el país.

iii. Ampliación del poliducto Pozos Colorados - Barranca

El crecimiento de la demanda por gasolina en el interior del país y la postergación de la decisión sobre instalación de una nueva refinería en el interior hará que en poco tiempo se cope la capacidad del poliducto Pozos Colorados - Barranca con los volúmenes de importación crecientes. Por esta razón se ha previsto ampliar este poliducto lo cual abre la posibilidad de destinar el poliducto actual hacia otros fines como lo podría ser el transporte de gas en su área de influencia u otro fin, aspecto que amerita realizar los estudios correspondientes.

iv. Planta de Olefinas y Aromáticos

Para finales del presente siglo se perfila como proyecto importantísimo la construcción de una planta "Craquer" en la región para la producción de materias primas derivadas del petróleo (etileno, propileno y otros) a partir de parte del crudo de Caño Limón. Este proyecto constituye el bloque constructor de una importante industria de la petroquímica que ha confirmado su atractivo económico para el país con base en la sustitución de importaciones.

Gas Natural

i. Exploración en la región

En la actualidad se desarrollan dos frentes de exploración en busca de gas natural en La Guajira a saber: ECOPETROL en forma directa y la Texas (con una expectativa de hallazgo de 600 GPC según el Plan Quinquenal de Exploración de ECOPETROL). Adicionalmente Intercol viene realizando estudios con miras a aumentar la producción en Jobo-Tablón, la Texas en Ovejas y otras tres empresas en áreas diferentes.

En principio, las áreas más promisorias se ubican en La Guajira donde Ecopetrol se ha reservado áreas e inició trabajos exploratorios y la Texas ha actualizado cerca de 2000 km disponibles de sísmica adicionándolas con 1000 km de más. La Texas se dispone a realizar tres perforaciones exploratorias mar afuera y Ecopetrol ya realizó dos aun cuando con resultados todavía infructuosos. En este sentido cabría estudiar si conviene el énfasis de la exploración directa de Ecopetrol más bien hacia la búsqueda de petróleo lo cual podrá llegar a representar mayores beneficios, siempre y cuando los requerimientos de exploración por gas se

satisficieran adecuadamente mediante los contratos de asociación.

ii. Ampliación de la capacidad de producción en La Guajira

Los yacimientos más importantes para ampliar la producción de gas natural en la Costa son los de La Guajira. En 1987 la demanda sobre estos campos, que desarrolla y opera la asociación Ecopetrol-Texas, alcanzó los 238 MPCD, cercana a la capacidad estimada de 270 MPCD.

Evaluaciones realizadas indican esencialmente que la demanda incremental conocida de la Costa tiende a mantener una magnitud que por si sola no justificaría la decisión de instalar nuevas plataformas, en el corto plazo. Sin embargo parece ser que la necesidad de lograr la satisfacción de la demanda incremental en este caso con una nueva plataforma en Chuchupa conllevaría unos costos incrementales tales que probablemente sería necesario renegociar los precios de compraventa de gas con la Texas por encima de los US\$ 0.70/MPC,⁶ actuales con el fin de permitir que fuese atractivo para esta empresa invertir en plataformas adicionales.

Tomando en consideración el crecimiento de la demanda y la situación anteriormente mencionada, la asociación Ecopetrol-Texas ha examinado las opciones de adecuación (mediante cañoneo) de los pozos actualmente disponibles en Chuchupa y de cambio a mayor diámetro de las tuberías de los pozos en Ballenas mediante lo cual se estima que la capacidad producción en La Guajira se puede aumentar de los 270 MPCD actuales en un 10-20%. Adicionalmente, con esta nueva capacidad de producción sería necesario revisar los requerimientos de ampliación del gasoducto troncal de la Costa Norte, que está a cargo de PROMIGAS. Esta última situación conviene que sea analizada en detalle, especialmente para el caso de Cartagena donde muy recientemente se ha definido la instalación de nuevos proyectos industriales.

Es claro que dentro de un estudio riguroso y detallado sobre la utilización de las reservas de gas en el país debería incluirse el análisis detallado del desarrollo de las reservas de gas de la Guajira.

iii. Interconexión con el Interior

Los estudios relativos a la utilización del gas natural de la Costa en el interior del país (Barranca y Bogotá) mediante la construcción del llamado "Gasoducto Central" dieron como resultado que con las reservas probadas actualmente es posible atender durante un período mayor a la vida del proyecto (20 años) toda la demanda esperada conocida en la época de estudio en la Costa y se puede disponer hasta de un máximo de 200 MPCD para el interior.

⁶ Valor estimado para mediados de 1989.

Según los resultados del estudio mencionado, este proyecto (que representa una inversión directa estimada de US\$ 318 millones) estaría en capacidad de proporcionarle entre US\$ 766 y US\$ 2714 millones de beneficios netos al país (valor presente en US\$ de 1987).

En la actualidad, la magnitud de las reservas probadas y los recientes hallazgos de cantidades moderadas de gas en los Llanos Orientales cercanos a Bogotá, han sido las consideraciones principales que han llevado a ECOPETROL a posponer la iniciación de su ejecución.

Este estudio se basó en las proyecciones de demanda conocidas de gas natural en la Costa, así como en la capacidad de Producción de gas de esa época. Un estudio, más detallado de la utilización del gas natural en la Costa demostró la conveniencia de aplazar este Proyecto hasta tanto se encontraran nuevas reservas en los yacimientos de la Guajira, o se justificara el Proyecto de Interconexión Gasífera con Venezuela.

iv. Aprovechamiento industrial

La Costa viene estudiando la conveniencia de instalar, con base en la disponibilidad de cerca de 20 MPCD de gas natural, una industria para la producción de fertilizantes (amoníaco/úrea) con la posible extensión hacia la producción de nitrato de amonio con destino a la fabricación de los explosivos requeridos por la minería del carbón. La ventaja económica de estos procesos dependería de la evolución del mercado internacional de estos productos y de la selección de los sitios óptimos de planta para el abastecimiento de la agricultura tanto de la Costa como del Interior. También parece interesante estudiar la conveniencia de la construcción de una planta de METANOL y la correspondiente adición para la producción de MTBE.

Energía Eléctrica

i Recuperación de unidades de generación

La situación actual y desarrollo futuro de la generación eléctrica en la Costa ha planteado la conveniencia de recuperar capacidad efectiva en las unidades actualmente en operación de propiedad de CORELCA y sus Electrificadoras, que cuentan con 1134 MW nominales de capacidad de generación. Para ello se estima necesario una inversión de US\$ 20.1 millones para la recuperación de 139.9 MW en unidades que actualmente se encuentran limitadas o fuera de servicio. Con la ejecución oportuna de este plan de recuperación de unidades la Costa contará con una capacidad firme de entre 1140 MW y 1180 MW lo cual evitaría racionamientos en 1992 en caso de presentarse retrasos adicionales del segundo circuito de interconexión nacional.

Dentro de este tema amerita también realizar una evaluación detallada a largo plazo de los costos de operación, mantenimiento y combustible de las centrales que entrarían en obsolescencia lo

cual se constituye en un considerando para el establecimiento de los niveles de utilización de gas natural para generación eléctrica en la región, requeridos en la evaluación de este combustible.

ii Traslado de los turbogases de Chinú

Interconexión Eléctrica S.A. cuenta con cuatro unidades turbogás en Chinú (133 MW) que por limitaciones en la producción y transporte de gas en la zona no pueden operar satisfactoriamente (requieren 48 MPCD de gas natural para operar a plena carga).

Conforme a los estudios desarrollados se ha podido establecer que Intercol solamente podría proporcionar combustible, mediante desarrollos adicionales en Jobo- Tablón, para operar dos unidades, con lo cual una solución podría, adicionalmente, considerar el traslado de dos unidades a Barranquilla (conectándolas a la subestación Las Flores con el fin de obtener los máximos beneficios económicos por sustitución de generación más costosa que se realiza en las unidades de Electranta). Los estudios realizados por ISA indican un beneficio neto de US 3.9 y 4.3 millones para esta solución, lo cual requiere una inversión de US \$ 4.8 millones. Sin embargo, consideraciones de tipo institucional y práctico han llevado a contemplar la opción de solucionar esta situación mediante un abastecimiento directo con fuel-oil No. 2, alternativa que no parece factible si se considera el costo de oportunidad de exportación de este combustible y las eventuales dificultades para su manejo.

iii Segundo circuito a 500 kV

El programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional contempla para la Costa Atlántica, además de los dos subprogramas anteriores, la construcción del segundo Circuito a 500 kV San Carlos- Sabanalarga mediante el cual la capacidad firme disponible (generación-transmisión) para la región se incrementará en cerca de los 360 MW. El desarrollo de este proyecto, a cargo de Interconexión Eléctrica S.A., está completamente financiado aun cuando ha sufrido algunos retrasos en su proceso de contratación (en lo que la línea se refiere aun cuando la ampliación de las subestación continúa en forma normal), que hacen prever su puesta en servicio hacia finales de 1992.

Bajo estas circunstancias, la confiabilidad en el suministro eléctrico de la Costa sería crítico hacia finales de 1992 si se cuenta con un 70% de ejecución del programa de recuperación de unidades y si se habilitan los 133 MW de turbogases de Chinú, lo anterior sin contar todavía con el segundo circuito a 500 kV en servicio.

Hasta inicios de 1992 la confiabilidad sería superior al 92% y los porcentajes de déficit de potencia se ubicarían por debajo del 1.0% como se indica a continuación, según los estudios realizados por ISA.

CONFIABILIDAD SISTEMA COSTA ATLANTICA

		Crecimiento Anual	Demanda
		6.4%	6.9%
Nov. Año 1990	Confiabilidad (%)	97.6	96.8
	Déficit de Potencia (%)	0.15	0.20
Nov. Año 1991	Confiabilidad (%)	94.7	92.6
	Déficit de Potencia (%)	0.34	0.48
Nov. Año 1992	Confiabilidad (%)	83.9	77.9
	Déficit de Potencia (%)	1.12	1.61

Fuente: Análisis complementarios de la Confiabilidad del Suministro de la demanda de Potencia a Corelca sin el segundo circuito a 500 kv. ISA. OPOE-G-245. Sep de 1987

iv. Interconexión con Venezuela

Este proyecto ha sido concebido como apoyo mutuo entre los sistemas eléctricos de los dos países y se estima que podría estar operativo en 1993, época en la cual permitiría lograr el complemento de generación necesario para la Costa en el caso de demoras adicionales en el 2o. Circuito a 500 kv.

Se trata de una línea de interconexión a 220 kv entre la subestación de Cuestecita y el sistema Venezolano, la cual permitiría aprovechar para la Costa excedentes de capacidad de generación instalada en ese vecino país.

Se observa que aun cuando existe disponibilidad de capacidad de generación en Venezuela que permitiría enviar hacia Colombia cantidades importantes de energía y potencia por esta línea, será necesario establecer que no existan restricciones de transmisión para ello tanto en el sistema Venezolano como en el sistema de la Costa Atlántica, donde se requiere también las líneas Cuestecita-Valledupar (1C-220 kv), y Sabanalarga-Fundación (1C-220 kv) que están previstas para entrar en funcionamiento en 1992.

v Central de Urrá

El proyecto hidroeléctrico del Alto Sinú está localizado al sur del departamento de Córdoba. Su totalidad lo conforman dos embalses con generación propia: Urrá I con 340 MW, 1740 Mm³ - (1200 Mm² útiles) de volumen de almacenamiento de agua que inundan 7400 ha y Urrá II ubicada a 30 km aguas arriba de la anterior con 860 MW, 34300 Mm³ (17100 Mm³ útiles) de volumen de almacenamiento de agua que inundan 68700 ha, además de la desviación del río San Jorge hacia la cuenca del río Sinú.

El programa de expansión de la capacidad de generación para el sistema nacional, revisión de diciembre de 1988, establecido por ISA contempla solamente al proyecto de Urrá I y se pospone el de Urrá II con lo cual se podrá establecer más adelante si verdadera

mente existe la posibilidad de moderar, a costos razonables, el efecto negativo mayor que implica la gran área que inundaría esta segunda fase del proyecto, en forma tal que ésta mantuviera su prioridad relativa frente a los otros proyectos del sector eléctrico.

El proyecto de Urrá I proporcionará una energía media de 1520 GWh/año con un factor de planta de 0.51 requiere de una inversión total de US\$ 561 millones, de los cuales faltan por ejecutar US\$ 428.7 millones dado que desde 1982 se han venido ejecutando obras preliminares, diseños y otros trabajos que se suspendieron temporalmente en 1986, dada la conveniencia de aplazar la obra para ajustar la oferta de capacidad de generación a nivel nacional conforme al crecimiento real de la demanda de energía eléctrica, que experimentó un crecimiento menor del pronosticado en la época de definición de la iniciación de la construcción del proyecto. El cronograma de construcción más acelerado posible de las obras indica que el proyecto entraría en servicio hacia comienzos de 1996 si se reinician las actividades preliminares en 1989, se inician las obras civiles en el primer semestre de 1990 y si se desvía el río Sinú en enero de 1992 además de desarrollarse el resto de actividades en forma paralela y complementaria.

La evaluación económica y técnica del programa de expansión para el sector eléctrico indica que este proyecto resulta prioritario considerando solamente su utilización para este sector.

Adicionalmente se ha podido establecer que su realización genera importantes beneficios para la producción agropecuaria del Valle del Sinú mediante apreciables mejoras en productividad, ahorro en pérdidas por inundaciones (incluyendo aquí las de tipo urbano), mejora de condiciones para nuevas inversiones y mejor aprovechamiento de los ya realizados en los distritos de drenaje y riego ya existentes en la región.

Las evaluaciones disponibles muestran que los beneficios agropecuarios del proyecto representan, por lo menos, un 22.3% de sus costos totales pudiendo ser inclusive superiores a los mismos dependiendo de la utilización que se le dé a la tierra y a las inversiones en drenaje y riego que se realicen, pudiendo el área de beneficio directo llegar a ser entre 44400 ha y 74900 ha. En relación con los costos comunes, como es el caso de las obras civiles, la contribución en valor presente de los beneficios netos agropecuarios podría situarse en un valor entre el 14.8% y el 63%. Esta situación sugiere la necesidad para el sector agropecuario de participar desde un comienzo en la ejecución de los aspectos complementarios del proyecto que produzcan estos beneficios.

vi Producción privada de electricidad

Desde hace algún tiempo, y tomando en consideración las dificultades financieras del sector eléctrico y la relativa vulnerabilidad de los sistemas de transmisión a las acciones subversivas, diversos sectores económicos de la Costa Atlántica han venido

planteando la posibilidad de instalar plantas de generación eléctrica por parte del sector privado, especialmente en el caso de industrias nuevas de envergadura o donde pudiesen aprovecharse procesos de cogeneración para recuperación de calor y utilización de vapor.

En este sentido caben las posibilidades tanto de instalación de pequeñas plantas de gas para el suministro de la demanda individual de una industria (vg. turbogases con ciclo combinado o centrales diesel a gas) o acometer proyectos de mayor tamaño (50 MW o más a carbón y/o gas natural) conjuntamente entre el sector privado y el sector eléctrico.

Adicionalmente existen importantes zonas como la Sierra Nevada donde existe un potencial importante para el desarrollo económico de pequeñas centrales hidroeléctricas, cuya realización muy posiblemente sea viable si lo realiza en parte el sector privado.

Para llevar a cabo programas de esta naturaleza hacen falta, sin embargo, la definición de políticas y el establecimiento de los medios legales que los hicieren viable. Así mismo sería necesario el establecimiento de una base tarifaria que permitiera proporcionar un justo margen a los inversionistas privados.

Tal como se señala en otras partes de este informe, a este respecto también resulta conveniente la realización de un estudio detallado sobre la utilización del gas natural en Colombia que contemple la evaluación del costo económico de oportunidad de este combustible con el fin de comparar esta opción de generación eléctrica con otras alternativas.

vii Ampliación de la generación térmica

Si bien existe la posibilidad de utilizar gas natural para generación con pequeña o mediana capacidad en la región, cuya definición tendría el tratamiento ya señalado en la sección anterior, las ampliaciones de envergadura de generación térmica en la Costa tienen su futuro más promisorio en la utilización del abundante carbón mineral.

En la actualidad, las alternativas de fuentes de abastecimiento se reducen esencialmente a tres: El Cerrejón, San Jorge y La Loma. Dentro de ellas, por los menores costos de transporte, los yacimientos más ventajosos resultan ser los de San Jorge y La Loma puesto que una planta térmica que utilizase carbón de El Cerrejón conllevaría ya fuese altos costos de transmisión (si se ubica en el Puerto) o altos costos de transporte de Mina - Puerto Bolívar - Sitio de Planta (si se ubica en las cercanías de Barranquilla o Cartagena).

En la estimación de la ventaja económica relativa de la utilización de las opciones más favorables (La Loma y San Jorge) deberían actualizarse y evaluarse los siguientes aspectos:

a) La mayor flexibilidad de reducir generación térmica (manteniendo la seguridad en la generación firme) para el aprovechamiento de los sobrantes hidroeléctricos esperados para los casos de asociar el proyecto térmico a un programa de exportación con relación a una situación de una mina específica para el abastecimiento de la central.

b) El concepto de que el costo de oportunidad económico nacional del carbón de la Costa que resulta relevante para el largo plazo sería el asociado a sus costos de explotación y transporte (y no a los precios FOB de exportación, descontado las diferencias de costos de transporte a puerto en lugar de sitio de planta) a causa de que las enormes reservas carboníferas de la región permiten suponer que bajo una situación eficiente de desarrollo del recurso el consumo interno no debería entrar en conflicto con los programas de exportación, aun cuando esta condición de eficiencia podría no darse en algunos casos específicos.

c) La situación de que las decisiones futuras de corto plazo de utilizar o no carbón para generación en la central deberían tomarse sobre la base de las oportunidades y precios del mercado "spot" de exportación.

d) Los sitios de planta en las cercanías de las ciudades de Barranquilla a Cartagena (que podrían llegar a ser convenientes factibles si se sitúan en las cercanías del posible puerto futuro de exportación del carbón de La Loma) presentan las siguientes ventajas en relación con los sitios boca de mina:

- Posibilidad de suministros alternos de los tres yacimientos: Cerrejón, San Jorge y La Loma.
- Desplazamiento en el tiempo de inversiones en transmisión a 500 kV hacia los mercados de Cartagena y/o Barranquilla.
- Menor vulnerabilidad del sistema eléctrico a acciones de sabotaje.
- Menores costos de inversión en la central.

e) Los sitios de planta en "boca de mina" tendrían menores costos de transporte de carbón y menores costos de control ambiental.

f) En particular, el sitio " boca de mina" en la Loma conllevaría una nueva interconexión a 230 kV Costa-Interior que daría una mayor seguridad al sistema regional.

viii Ampliaciones de transmisión y subtransmisión

Existe en la Costa Atlántica un programa de ampliación del sistema de transmisión que se basa en el análisis de la expansión requerida del sistema nacional y que comprende los siguientes proyectos principales:

- Línea Sabanalarga-Fundación (1C-220 kV), la cual constituye el refuerzo necesario para asegurar la disponibilidad de Termogujira (320 MW) para los mercados de Atlántico y Bolívar.
- Línea Valledupar-Cuestecita (1C-220 kV), su prioridad se establece principalmente por el apoyo necesario para el suministro eléctrico al Complejo Carbonífero de El Cerrejón Norte (cuando esté en plena operación) y a los mercados del Cesar.

En caso de que se ejecute la interconexión con Venezuela se hace aún más prioritaria la ejecución de estas dos líneas.

- Línea Punto de Cruce-Barranquilla (1C-220 kV) y subestación en Barranquilla, cuya importancia la define el crecimiento de la demanda en la ciudad de Barranquilla.
- Línea Chinú - Cartagena (1C-500 kV) para finales de la próxima década como refuerzo de transmisión hacia la Costa, con base en el actual programa de generación.

En materia de subtransmisión se tienen proyectos necesarios para atender el incremento de la demanda en zonas y ciudades específicas, como lo son:

- Líneas de subtransmisión a 110 kV y 34.5 kV y puesta en servicio de las cinco subestaciones del Plan de Desarrollo de Barranquilla. Ampliación de la capacidad de transformación a 34.5 kV y 13.8 kV en Sabanalarga.
- Ampliación de la subestación Cartagena (220/66 kV), líneas de subtransmisión a 66 kV para alimentación de la zona industrial de Mamonal y la nueva subestación de Zaragocilla en Cartagena. Ampliación de subestaciones en Bolívar.
- Línea Valledupar - Codazzi (1C-110 kV), líneas a 34.5 kV en Valledupar, ampliación subestaciones Valledupar y nueva subestación Salguero.
- Línea Santa Marta - Libertador (1C-110 kV) y subestación Libertador en Santa Marta.
- Línea Chinú - Sincelejo (1C-110 kV) y subestación en Sincelejo.
- Otras líneas de subtransmisión a 34.5 kV y subestaciones asociadas (Lorica, Corozal, etc.).

En materia de transmisión y subtransmisión resulta claro la conveniencia de reexaminar la situación de suministro a la ciudad de Cartagena dadas las muy recientes decisiones de instalación de nuevas plantas industriales en la ciudad.

- Línea Sabanalarga-Fundación (1C-220 kV), la cual constituye el refuerzo necesario para asegurar la disponibilidad de Termogujira (320 MW) para los mercados de Atlántico y Bolívar.
- Línea Valledupar-Cuestecita (1C-220 kV), su prioridad se establece principalmente por el apoyo necesario para el suministro eléctrico al Complejo Carbonífero de El Cerrejón Norte (cuando esté en plena operación) y a los mercados del Cesar.

En caso de que se ejecute la interconexión con Venezuela se hace aún más prioritaria la ejecución de estas dos líneas.

- Línea Punto de Cruce-Barranquilla (1C-220 kV) y subestación en Barranquilla, cuya importancia la define el crecimiento de la demanda en la ciudad de Barranquilla.
- Línea Chinú - Cartagena (1C-500 kV) para finales de la próxima década como refuerzo de transmisión hacia la Costa, con base en el actual programa de generación.

En materia de subtransmisión se tienen proyectos necesarios para atender el incremento de la demanda en zonas y ciudades específicas, como lo son:

- Líneas de subtransmisión a 110 kV y 34.5 kV y puesta en servicio de las cinco subestaciones del Plan de Desarrollo de Barranquilla. Ampliación de la capacidad de transformación a 34.5 kV y 13.8 kV en Sabanalarga.
- Ampliación de la subestación Cartagena (220/66 kV), líneas de subtransmisión a 66 kV para alimentación de la zona industrial de Mamonal y la nueva subestación de Zaragocilla en Cartagena. Ampliación de subestaciones en Bolívar.
- Línea Valledupar - Codazzi (1C-110 kv), líneas a 34.5 kV en Valledupar, ampliación subestaciones Valledupar y nueva subestación Salguero.
- Línea Santa Marta - Libertador (1C-110 kV) y subestación Libertador en Santa Marta.
- Línea Chinú - Sincelejo (1C-110 kV) y subestación en Sincelejo.
- Otras líneas de subtransmisión a 34.5 kV y subestaciones asociadas (Lorica, Corozal, etc.).

En materia de transmisión y subtransmisión resulta claro la conveniencia de reexaminar la situación de suministro a la ciudad de Cartagena dadas las muy recientes decisiones de instalación de nuevas plantas industriales en la ciudad.

ix Remodelación redes urbanas

Las empresas encargadas del sector eléctrico en la Costa han estado adelantando trámites para participar en los programas de distribución urbana y reducción de pérdidas financiados por la FEN y tal es así como se tienen proyectos específicos de remodelación de redes en Montería, Sincelejo, Santa Marta y San Andrés. Actualmente se adelantan estudios para otras ciudades.

x Electrificación rural

CORELCA ha adelantado un inventario de posibilidades de electrificación en el área de su jurisdicción que ha mostrado los siguientes usuarios potenciales en cada Departamento.

	Usuarios Potenciales (1986)
Atlántico	14940
Bolívar	21940
Cesar	4460
Córdoba	15970
Guajira	2430
Magdalena	9190
Sucre	4470
San Andrés	5980
TOTAL	79380

Como quiera que los proyectos ejecutados en la FASE A del Programa regional de electrificación rural (Programa PERCAS ejecutado entre 1982 y 1988) incluyeron las obras más prioritarias y atractivas, a la vez que estudios preliminares han indicado que el costo total de esta nueva fase potencial sería del orden de los US\$ 100 millones mientras que la rentabilidad económica se situaría alrededor del 6-8 % anual (tan baja que probablemente no se justificará la totalidad de la inversión), CORELCA ha decidido adelantar una fase de estudio y evaluación de cada uno de los subproyectos con el objeto de establecer los que verdaderamente se justifican y programar su ejecución.

Leña y carbón vegetal

En la Costa Atlántica el 37.6% de la población total consume leña para cocinar, constituyéndose este combustible como el más importante para este fin. También se utiliza para la fabricación de ladrillo y de carbón vegetal y en aplicaciones artesanales. En la actualidad se utilizan anualmente con fines energéticos 3.49 millones de m³ de leña (el 71.6% en la cocina, el 15.3% en ladrilleras, el 12.6% en fabricación de carbón vegetal y el 0.5% restante en usos artesanales).

Este consumo se sustenta con una existencia total de leña de 354.4 millones de m³ en la Costa Atlántica que conlleva una dis-

ponibilidad real (exclusive de la disponibilidad en áreas clasificadas como la reserva) de 9.0 millones de m³ anuales.

Si bien a nivel global estas cifras indicarían una situación de amplio potencial para el abastecimiento de la demanda de leña en la región, la ubicación de las áreas productoras con relación a los centros de consumo es tal que los costos de aprovechamiento y transporte del combustible se constituyen en restricciones reales para el suministro de leña desde las regiones con excedentes de oferta:

A nivel microregional existen 61 municipios (el 38.3% del total) con escasez aguda de leña, 51 (el 32.1% del total) con déficit y solamente 47 (el 29.6% del total) con suministro satisfactorio.

Las diferentes situaciones del abastecimiento de la demanda de leña que se observan a nivel microregional hace que se deban adoptar acciones diferentes en la prospección de su utilización futura.

Combustibles de residuos agrícolas y pecuarios

Los estudios realizados muestran la conveniencia del desarrollo de técnicas apropiadas para el aprovechamiento energético (en las cercanías de las áreas con disponibilidad apropiada) de residuos agrícolas, tales como la cáscara de la palma africana, la cascarrilla de arroz, la tusa de maíz, al tamo de arroz y otros, así como también de los residuos pecuarios.

El potencial bioenergético bruto de estos residuos alcanzó en 1985 los 377 TJ/año en la Costa Atlántica (el 98% del mismo representado en residuos pecuarios) y con base en ello se estima un potencial de 5.6 TJ/año en combustión directa de desechos agrícolas, 2.9 TJ/año en gasificación de los mismos, 2.0 TJ/año en fermentación alcohólica y 30.5 TJ/año en digestión anaeróbica (principalmente de los residuos pecuarios).

Combustibles de productos agrícolas

La posibilidad, técnicamente factible, de producir alcoholes y aceites carburantes (a partir de cultivos de caña de azúcar y palma africana) que pudieran sustituir gasolina y aceite diesel (ACPM) no resulta económicamente viable en la Costa Atlántica mientras el costo de oportunidad de la gasolina no se sitúe por encima de niveles del orden de los US\$ 80 (de 1987)/barril.

Energía solar

El potencial de la energía solar en la Costa Atlántica es alto (comparado también con otros lugares del mundo de reconocido alto potencial) y se sitúa en niveles de 18-20 MJ/m²-día.

Por esta razón esta fuente energética renovable puede resultar competitiva en usos térmicos, tales como: calentamiento de agua, secado de productos agrícolas y destilación de agua.

Así mismo, la aplicación fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica para hogares y fincas en zonas aisladas (para servicios básicos de iluminación, comunicaciones y otros usos con bajo requerimiento de energía) constituye una aplicación promisoría y competitiva frente al alto costo de la electrificación rural tradicional que se tendría en muchas áreas de la Costa. En particular, la tecnología del uso de corriente continua y baterías para este efecto puede combinarse con opciones ventajosas según el caso, de paneles solares u otras fuentes primarias para la carga de las baterías.

Energía Eólica

El potencial de la energía eólica en la Costa Atlántica depende de la localidad, existiendo lugares con potencial atractivo (superiores a los 500 kwh/m² de energía anual) principalmente sobre el litoral (Cabo de la Vela, Riohacha, San Andrés y Providencia, etc).

Esta situación conlleva que mientras este potencial puede ser empleado para el bombeo en muchas partes de la región, su aplicación económica para generación de electricidad está limitada solamente a algunos lugares.

Energía maremotriz y geotérmica

Los estudios de PESENA han mostrado específicamente que los potenciales conocidos en la Costa de energía maremotriz y energía geotérmica no resultan económicamente aprovechables.

Plan de desarrollo regional Costa
Atlántica Modernización de los sectores
primarios documento PDR 03.02.03-1 Ministerio
de Minas y Energía

338.209861 C718p Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA	PRESTADO A	FECHA
-------	------------	-------