

37310471

CAIB

LR3

E1

REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

CARLOS MARTINEZ SIMAHAN
Ministro

MARGARITA MENA DE QUEVEDO
Viceministra

ALFREDO VALENCIA CASTILLO
Secretario General

OFICINA DE PLANEACION	: Dr. Gilberto Jaimes Flórez (E.)
DIVISION DE ENERGIA ELECTRICA	: Dra. Patricia Arango Gutiérrez
DIVISION DE HIDROCARBUROS	: Dr. Ramiro Lobo Sanjuán
DIVISION LEGAL	: Dr. Diego Durán Cabal
DIVISION DE MINAS	: Dr. Daniel Peñate Olaciregui
SECRETARIO PRIVADO	: Dr. Vicente De la Ossa

"Agradezco la oportuna colaboración del Doctor ALFONSO LOPEZ REINA, Director del INGEOMINAS, así como también a la Sección de Publicaciones del mismo Instituto, quienes hicieron posible la impresión y publicación de este documento".

ASESORES DEL MINISTRO

ASESOR GENERAL	: Ernesto Blanco C.
ASESOR JURIDICO	: Eduardo Galvez Abello
ASESOR ECONOMICO	: Luis Eduardo Salcedo
ASESORES EN MINERIA	: Humberto Rosas G.
	: Elkin Vargas R.
ASESOR EN CARBON	: Luis Fernando Tamayo

ENTIDADES VINCULADAS Y ADSCRITAS

CARBONES DE COLOMBIA S. A. (CARBOCOL)
Presidente: Dr. Enrique Danfés Rincones

COMPAÑIA COLOMBIANA DE URANIO S.A. (COLURANIO)
Gerente: Dr. Jaime García-Peña O.

**CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
(CORELCA)**
Director: Dr. Jorge Luis Ricardo B.

EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS (ECOMINAS)
Gerente: Dra. Cecilia García Bautista

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL)
Presidente: Dr. Rodolfo Segovia Salas

FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL (FEN)
Presidente: Dr. Antonio Hernández G.

INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES (IAN)
Director: Dr. Ernesto Villarreal S.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)
Gerente: Dr. Juan B. Pérez R.

**INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES
GEOLOGICO-MINERAS (INGEOMINÁS)**
Director: Dr. Alfonso López Reina

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (ISA)
Gerente: Dr. Germán Jaramillo O.

CONTENIDO

	<u>Página</u>
PRESENTACION	11
I. INTRODUCCION	17
II. ENERGIA	37
A. Balance Energético de 1980 - 1982	39
1. Introducción	39
2. Comportamiento por fuentes	39
3. Suministro de Energía	42
4. Producción de Energía Secundaria	42
5. Consumo Final de Energía	47
B. Carbón	47
1. Introducción	47
2. Exploración y Reservas	48
3. El Cerrejón Zona Central	50
4. El Cerrejón Zona Norte	50
5. Nuevos Proyectos	51
6. Producción y Consumo	53
7. Mercadeo	56
8. Aspectos Financieros	57
9. Desarrollo Regional	57
C. Energía Eléctrica	58
1. Plan de Expansión del Sistema de Generación	58
2. Situación Financiera	62
3. Financiera Eléctrica Nacional (FEN)	68
4. Política Tarifaria	71
5. Aplicaciones de la Ley 56 de 1981	73
6. Programa de Electrificación Rural	74
7. Desarrollos de Generación Eléctrica a Pequeña Escala	75
D. Hidrocarburos	77
1. Introducción	77
2. Petróleo	78
a) Exploración, Reservas y Contratos	78
b) Producción y Refinación	82
c) Consumo de Derivados	87
d) Comercio Exterior	88
e) Transporte	91
3. Gas Natural	92
a) Situación de Reservas	92
b) Producción y Consumo	95
c) Proyectos	97
E. Fuentes Nuevas y Renovables de Energía	99
1. Introducción	99
2. Situación Actual	100
a) Energía Solar	101
b) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	103
c) Energía Eólica	105
d) Energía Geotérmica	105
e) Energía de la Biomasa	107
f) Otras Fuentes Nuevas de Energía	108

Edición: Sección de Investigaciones Económicas
-Oficina de Planeación- Ministerio de
Minas y Energía

**Impresión,
Diagramación
y Publicación** Sección de Publicaciones de
INGEOMINAS y MINENERGIA

	<u>Página</u>
3. Objetivos de Política y Estrategias	109
G. Conservación y Ahorro de Energía	114
1. Introducción	114
2. Programa de Conservación y Ahorro	115
a) Ordenamiento	115
b) Bases del Programa	115
3. Experiencia Colombiana en el Sector Industrial	118
H. Sistema de Información Energética (SIE)	118
III. MINERIA	121
A. Introducción	123
B. Geología y Exploración	123
1. Estado del Conocimiento Geológico	123
2. Exploración	124
3. Reservas Mineras	126
C. Explotación y Desarrollo	126
1. Producción y Consumo	127
a) Metales Preciosos	127
b) Minerales Metálicos	127
c) Minerales no Metálicos	127
2. Balanza Comercial	127
D. Perspectivas y Proyectos	130
1. Cerromatoso	130
2. Metales Preciosos	132
a) Oro - Marmato	132
b) Oro - Chocó	132
3. Fosfatos	133
4. Minerales Metálicos	133
a) Proyecto Micoa (Cobre)	134
b) Proyecto Pantanos - Pegadorcito	134
5. Uranio	135
a) Proyecto California (Santander)	135
b) Proyecto Ocaña (N. de Santander)	136
6. Otros Proyectos Programados	136
a) Yacimientos Polimetálicos	136
b) Tungsteno	136
c) Azufre	137
d) Bauxita	137
e) Fomento Minero	137
F. Plan Nacional de Desarrollo Minero	137
IV. REORGANIZACION ADMINISTRATIVA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	139
A. Exposición de Motivos	141
B. Proyecto de Ley	153
V. ANEXO ESTADISTICO	193
A. Balance Energético	195
B. Hidrocarburos	203
C. Energía Eléctrica	217
D. Minería	231

Presentar

Bogotá, D. E., 20 de julio de 1983

Honorables Senadores y Representantes:

En cumplimiento del mandato constitucional que cobija a todos los representantes de la Rama Ejecutiva del Gobierno, presento a ustedes, señores Congresistas, el informe de labores del Ministerio de Minas y Energía durante el año que acaba de transcurrir. Aquí se consignan en detalle las políticas, actividades y logros llevados a cabo por las diferentes dependencias e instituciones adscritas y vinculadas a este Ministerio.

Dentro de la estrategia global de Desarrollo con Equidad impulsada por el Presidente, doctor Belisario Bentancur, el sector minero - energético debe garantizar un adecuado abastecimiento que permita el normal funcionamiento del sistema productivo e, igualmente, generar suficientes estímulos para apoyar la reactivación y consolidación del crecimiento económico.

Asimismo, el sector se ha propuesto, como uno de sus objetivos prioritarios, crear mecanismos que aceleren una participación creciente de la población marginada, urbana y rural, en los beneficios del progreso, mediante la apertura de nuevas oportunidades de trabajo y de consumo para los estratos de menores recursos y con acceso más limitado a los servicios estatales.

En el sub-sector eléctrico, se han venido tomando todas las medidas necesarias para evitar que en un futuro se vuelvan a presentar los molestos racionamientos que tanto han golpeado al país en estos años pasados. Para este efecto se revisó en el Consejo de Política Económica Social -CONPES-, el Programa de Expansión de Generación hasta 1995, para lo cual se revaluó cuidadosamente la tasa más probable de crecimiento promedio de la demanda por fluido eléctrico durante los próximos diez años y se llegó a la conclusión de que ésta será del 7.1%. Sin embargo, para minimizar cualquier riesgo y garantizar un adecuado suministro eléctrico, frente a una dinámica económica todavía más alta de lo esperado, se ha utilizado para planear la expansión del sistema, una tasa promedio de 7.9% anual, la cual de todas maneras es sensiblemente inferior a la de 9.6% con la cual se venía trabajando en el pasado. Las implicaciones de este ajuste son fundamentalmente de carácter financiero, pues se prevé que los grandes proyectos por ejecutar no exigirán durante este cuatrenio los \$ 650 mil millones de pesos cuantificados inicialmente, sino cerca de un 30% menos, o sea \$ 450 mil millones de pesos, con lo cual disminuirán las presiones sobre las tarifas, el endeudamiento y los limitados recursos del Presupuesto Nacional.

Con el exitoso montaje y operación obtenido por el Ministerio con la Financiera Eléctrica Nacional y con la disminución de la presión ejercida por los requerimientos de inversión, se han establecido las bases para consolidar la política de unificación tarifaria en que se halla comprometido el Gobierno, y que busca aliviar la penosa discriminación a que en el pago de este vital fluido se han visto sometidas algunas regiones de Colombia, a pesar de que con el pleno funcionamiento de la interconexión eléctrica, este recurso alcanzó un carácter nacional y debe ser administrado en consecuencia con idéntico criterio.

Con el mismo principio de equidad y espíritu integracionista, se le ha otorgado prioridad a los programas de electrificación rural, con miras a que nuestro campesino pueda tener acceso a las ventajas mínimas del mundo moderno y se facilite la tecnificación del campo.

En materia de hidrocarburos, se han intensificado los esfuerzos para que el país alcance su autosuficiencia en este aspecto en un futuro no muy lejano. Para ello se ha hecho indispensable robustecer la actividad directa de Ecopetrol a través de la creación de un Fondo de Exploraciones con el fin de compensar, en parte, el debilitamiento en las labores de las empresas extranjeras asociadas a nuestra empresa estatal. Igualmente, se han incrementado las inversiones de Ecopetrol en sus programas de recuperación secundaria en los pozos antiguos con el fin de atenuar al máximo la declinación de los mismos. Respecto al gas, el Gobierno se ha propuesto prioritariamente la búsqueda de nuevos yacimientos que permitan incrementar sustancialmente las reservas recuperables de este energético y con este fin ya se tiene conformada una nueva política de precios al productor.

El carbón sigue siendo el producto clave mediante el cual Colombia busca llegar a ser un exportador importante de energía a nivel internacional, captando un 10% del mercado mundial de carbón térmico en el año 2.000, así como de sub-productos procesados. Acorde con este gran propósito, se han acelerado los proyectos carboníferos de El Cerrejón. A partir de diciembre de 1982 se comenzaron los embarques de exportación del carbón proveniente de la Zona Central, con destino a España y a Puerto Rico. Puede afirmarse con satisfacción que el 90% de la producción proveniente de este yacimiento, ya está comprometido por contratos de venta.

El proyecto de la Zona Norte ha continuado rápidamente su montaje y está cumpliendo con el cronograma que se ha propuesto. Es preciso destacar que se ha acentuado notoriamente la participación de la ingeniería e industria nacionales buscando que este gran proyecto se convierta en un importante instrumento reactivador de la economía, en razón de los grandes volúmenes de deman-

da que puede generar. Hasta la fecha se han suscrito contratos de obras y suministros con firmas colombianas por más de \$ 35 millones de pesos.

En cuanto a la actividad minera en general, se iniciaron los estudios del Plan Nacional de Minería con la participación de prestigiosas firmas consultoras colombianas. Con las luces de estos estudios se tendrán elementos de juicio claros que permitirán estructurar integralmente la planeación de este importante sub-sector de la economía colombiana.

Por otra parte, el profundo cambio estructural que ha sufrido el sector durante los últimos ocho años, hace indispensable adecuar la estructura administrativa del Ministerio; en consecuencia, en la parte de este documento quedó consignado un Proyecto de Ley, con su correspondiente Exposición de Motivos, mediante el cual se someterá al estudio del honorable Congreso de la República la reorganización administrativa del Ministerio de Minas y Energía.

Para terminar, me permito enfatizar que las políticas de todas las áreas bajo la responsabilidad de este Ministerio han sido reforzadas por criterios de normalización y desagregación tecnológica para los diversos proyectos en marcha o por ejecutar, por considerar que la elevada magnitud de sus inversiones debe constituirse en el mejor estímulo para la industria y el talento nacional, la formación de recursos humanos y el desarrollo regional.

De los Honorables Senadores y Representantes,

Respetuosamente,



CARLOS MARTINEZ SIMAHAN

I- Introducción General

INTRODUCCION

Transcurrido cerca de un año desde que se inició la administración del Presidente Belisario Betancur, el Sector de Minas y Energía ha tenido que enfrentar diversos acontecimientos que le han exigido ajustes en todas sus actividades con el fin de mantener al país en la ruta que le permita alcanzar las metas de autoabastecimientos en materia de hidrocarburos y convertirse en un importante exportador energético y minero a nivel mundial. Como es tradicional en este campo, estos cambios y ajustes se han originado en una altísima proporción en el escenario internacional y son de tal naturaleza que un país como el nuestro, necesariamente, debe tenerlos en cuenta y afinar y calibrar los engranajes internos de su política nacional.

A pocos meses de iniciado 1983, se evidenciaron los conocidos reacomodamientos de las estructuras energéticas del mundo que, a su vez, produjeron desajustes en los esquemas económicos, financieros y políticos de numerosas naciones de la tierra. El cuadro que señalaría con claridad qué países han salido gananciosos o perdedores del nuevo juego que aparece conformarse en el horizonte energético, todavía está por acabarse de dibujar. Sin embargo, en los trazos existentes, emergen con claridad como ganadores netos las potencias industriales del mundo desarrollado que, al disminuir su factura de importaciones de hidrocarburos, comienzan a vislumbrar reacciones positivas en sus economías. No obstante, todavía se resisten a transitar por el camino llano de la recuperación, que se deberá reflejar principalmente en disminuciones sustanciales en los niveles de desempleo de su fuerza laboral.

Diez años han transcurrido desde la primera alza abrupta de los precios de petróleo a raíz de la consolidación de la OPEP y de su primera demostración de fuerza, cuando llevó a cabo el embargo petrolero a los países que apoyaban a Israel en la Guerra del Medio Oriente. Este suceso, que no se presentó de improviso, como generalmente se cree, engendró una serie de reacciones en cadena, que reformaron radicalmente el panorama económico y geopolítico del mundo.

Hace dos lustros se creía que la era de la energía barata y abundante había llegado a su fin, y que otros serían los caminos que la humanidad debería recorrer para solucionar los problemas energéticos del futuro. Con el escalamiento de los precios del petróleo, fenómeno al cual los países industrializados le asignaron un dramatismo verdaderamente inusitado, se generó una redistribución del ingreso y de la riqueza y por lo tanto del poder, a nivel mundial.

A pesar de la estratégica y vital posición que ocupan los hidrocarburos en el funcionamiento de todas las economías de los países del globo, sin importar su nivel de desarrollo, ni al sistema políti-

co al que pertenecen, el petróleo no ha logrado abstraerse de las fuerzas que regulan prácticamente todos los productos primarios dentro de la economía mundial y que se traducen, finalmente, en un movimiento pendular o cíclico de sus precios.

Cada caída de los precios del petróleo, libera la semilla de las fuerzas de reacción que harán que el precio suba en años posteriores, que luego de encontrar su punto máximo gesta un nuevo movimiento que los hace tender a la baja y así sucesivamente se repite el proceso a través del tiempo. Podemos afirmar, sin grandes titubeos, que la escalada de los precios del petróleo en 1973 se gestó trece años antes cuando las grandes compañías petroleras multinacionales decidieron, unilateralmente, rebajar en once centavos de dólar, el precio del barril del petróleo, que por esa época se cotizaba a la irrisoria suma de US\$1.35 el barril.

Este estímulo negativo fortaleció formidablemente la creación de la OPEP que, poco a poco, fue aprendiendo los secretos del negocio petrolero, antes completamente monopolizados por las grandes multinacionales. La Organización de Países Exportadores de Petróleo comenzó a medir su poder de negociación, aprovechando los altísimos consumos de los países desarrollados y la marcada concentración de la producción, en unos pocos países ubicados alrededor del Golfo Pérsico. Pero fue durante la Guerra Árabe-Israelí, de octubre de 1973, y el consecuente embargo contra los Estados Unidos y Holanda, cuando la OPEP ejerció su poder definitivo y sin atenuantes, aumentando en cuatro veces el precio oficial del crudo, cotizándolo en 11.65 dólares el barril, en enero de 1974. La revolución islámica en el Irán de 1979 y una guerra entre este país e Irak, prendieron la mecha final que disparó los precios del petróleo a los niveles sin precedentes, de más de 35 dólares el barril, caso raras veces visto en la historia de los mercados mundiales.

Con este increíble salto en la remuneración de este factor, los centros económicos del mundo comenzaron a reaccionar, generando un nuevo comportamiento de las fuerzas con miras a distribuir las cargas que la nueva situación económica imponía. El mundo industrializado inicialmente se negaba a soportar la carga y todo su aparato productivo se resintió, avivando la hoguera inflacionaria que ya estaba encendida, por el gasto excesivo e indiscriminado de la primera potencia económica del mundo: Los Estados Unidos.

Este hecho, a su vez, generó una presión todavía más alta sobre los países subdesarrollados y pobres, importadores de petróleo, que tenían que pagar no solamente una más alta factura por la importación de este combustible, sino también por la compra de toda su maquinaria y equipo que proviene de los países industrializados, sin que por otra parte recibiera una mediana compensación por la venta de sus productos básicos.

La enseñanza que nosotros los colombianos debemos derivar de lo sucedido en el pasado es que, en la medida que logremos interpretar correctamente las señales previas que indican hacia dónde van a desembocar los fenómenos venideros, podremos prepararnos adecuadamente y diseñar el instrumental necesario para enfrentar, con la munición apropiada, los efectos de las crisis, cuando éstas se presenten. Hay que poner el oído sobre los sonidos del futuro.

Ahora que estamos acercándonos a la era Post-Opep, la primera pregunta que nos debemos hacer, es: La caída de los precios del petróleo significa un regreso a la era de la energía basada en los hidrocarburos abundantes, baratos y con predominio sobre cualquier otro energético alternativo, tal como sucedió en las décadas previas a 1970?. Un análisis detallado de los requerimientos energéticos en el mundo durante los próximos años, suponiendo una moderada recuperación económica en las principales economías industrializadas, al igual que una cuantificación de las reservas efectivamente descubiertas con que cuenta el globo terráqueo, nos conducen a la ineludible conclusión de que no hay suficientes hidrocarburos para satisfacer los consumos energéticos mundiales.

Numerosos analistas energéticos han calculado que las reservas descubiertas en el mundo sólo alcanzan para satisfacer durante 35 años los consumos actuales y, de presentarse los crecimientos en la demanda, el 30% del petróleo que se va utilizar en el año 2.000 hay que buscarlo desde ahora. Empero, esta búsqueda va a ser más difícil y costosa, pues el petróleo por descubrir se encuentra cada vez más inaccesible y profundo y los costos de exploración y explotación han subido galopantemente en la última década. Se afirma que el petróleo a US\$30.00 el barril, tiende a hacer ineconómica la explotación del crudo de Alaska, por ejemplo.

Sin embargo, se ha generado un consenso prácticamente mundial que indica que una situación de esta naturaleza no sería beneficiosa casi que para ningún país, ya sea éste productor o consumidor. Por tal motivo, muchos especialistas señalan, casi que coincidentalmente, que los precios podrían estabilizarse alrededor del precio actual durante un cierto plazo. Este precio, objetivamente no puede considerarse como catastrófico, desde ningún punto de vista, para un producto que hace sólo 10 años alcanzaba un precio de escasos 3 dólares por barril. Lo que sucede es que se generaron rentas de tanta magnitud y de sobremanera concentradas, que encunaron privilegios e ineficiencias que hoy se siente temor en desmontar súbitamente. Pero si se logra, como parece que está sucediendo, un amalgamamiento de los múltiples intereses en conflicto y se obtiene un equilibrio del mercado, habrá un altibajo en la tendencia que llevaba el mercado de hidrocarburos, con sus consecuentes ajustes marginales, que golpearán más fuertemente a los países más derrochadores e ineficientes, pero, en lo fundamental, la estructura del mundo deberá pasar, de todos modos, de una

base de energía abundante y barata; fundamentada en el petróleo, a otra más diversificada pero también, en un principio, con costos más altos.

En consecuencia, las actuales circunstancias podrán tal vez aminorar la evolución señalada, pero de ninguna forma detenerla y mucho menos, cambiarla sustancialmente. Por esta razón, deseo insistir en la tesis que he tenido la oportunidad de expresar en foros internacionales sobre energía y consiste en promover la necesidad de establecer unos mecanismos de concertación y diálogo continuo entre productores y consumidores de energía, subdivididos por productos específicos, que permita establecer unas reglas de juego, dependiendo de las circunstancias de oferta y de demanda que atraviese cada producto, con miras a mantener los precios dentro de unos niveles aceptables para ambas partes.

No es impensable proponer como freno al mercado convulsionado que ha surgido de la indisciplina de OPEP, convenios internacionales semejantes al del Café: un Convenio Internacional del Petróleo, un Convenio Internacional del Carbón, para no citar sino dos de los más importantes.

Es probable que durante algunos años, no creo que muchos, el mundo contará con cierta abundancia de petróleo para sus consumos; sin embargo, el efecto contrario de la caída relativa en los precios de los hidrocarburos trae consigo necesariamente la semilla que impulsará de nuevo los precios hacia el alza, pues ya no habrá tanto estímulo para explorar y explotar campos marginales, para ahorrar y conservar energía y para investigar y desarrollar fuentes energéticas alternas y renovables.

En el ambiente post-OPEP se ha especulado con una "ausencia de control" que pudiera llevar a "petróleo barato". Sólo Arabia Saudita ha demostrado que puede parar o modificar significativamente esta situación. El actual costo de producción de petróleo de Arabia Saudita es el más bajo del mundo, probablemente entre US\$ 1 y US\$ 2 barril y toda la inversión para producción ha sido amortizada. La producción en este momento está alrededor de los 6 millones de barriles por día, pero la capacidad de producción es de 13 millones de barriles por día.

La producción OPEP total es de 17 millones de barriles por día, por debajo de los 28 millones hace unos pocos años. Los Arabes pueden bajar el precio del petróleo a un punto donde sólo su petróleo sea rentable, amenazando o haciendo efectiva su amenaza de llevar su producción al máximo (conjuntamente con los estados del Golfo). Por lo tanto, Arabia Saudita puede controlar el mercado del petróleo y puede sugerir o forzar al Reino Unido, Canadá, Noruega, México y tal vez Estados Unidos, a unírsele en una nueva Super-PEP (por razones defensivas) y que tendrá un sistema de

cuotas severamente vigiladas y básicamente generar un mercado ordenado. Esta probabilidad no descartable es una razón más para presionar un tratado productor consumidor similar o equivalente al del café.

Adicionalmente, el componente consuetudinario de la historia de la humanidad, las guerras, seguirá pesando amenazadoramente y es muy poco probable que este elemento desaparezca en un futuro, por lo menos cercano. Si bien es cierto que la guerra entre Irán e Irak parece haber tocado fondo, y las probabilidades apuntan hacia una estabilización del conflicto y por lo tanto a una recuperación en la producción exportable de estos dos países, no es de ninguna manera descartable, aunque indeseable, el hecho de que se presente otra conflagración bélica en el volátil y explosivo ambiente del Golfo Pérsico, con lo cual se sumiría el mundo en una nueva crisis petrolera de grandes proporciones.

Este repaso suscito y algunas veces borroso, de lo que ha sucedido en el panorama energético en estas últimas décadas, nos indica, por una parte, que el aumento inusitado de los precios del petróleo sí fue una de las causas importantes de la inflación mundial, aunque de ningún modo la más fundamental, pues sin duda, fue el excesivo gasto público y la baja productividad de las grandes potencias las que avivaron la hoguera inflacionaria internacional.

Por otro lado, hay que aceptar que los precios del petróleo también contribuyeron a la actual recesión económica mundial con la consabida secuela del desempleo, que hoy está sembrando el desasosiego social, la inestabilidad política y la caída de los gobiernos en numerosos países del mundo occidental.

De todos modos, es necesario recordar y resaltar los principales efectos positivos que sobre la economía mundial tuvo y tendrá, el asignarle un precio más realista al petróleo y acorde con su condición de recurso finito y no renovable.

— Se fomentó una conciencia casi universal sobre la necesidad de ahorrar y conservar la energía que deberá traducir, en un mediano y largo plazo, en bienestar para todos. Este proceso conservacionista se ha dado fundamentalmente en los países industrializados, que se caracterizaron en el pasado por desperdiciar y derrochar, casi que sin miramientos, los suministros energéticos. Hoy vemos con satisfacción que en estos diez años transcurridos, se han alcanzado eficiencias tecnológicas que van desde el 30% en los vehículos automotores hasta en un 50% en usos industriales y residenciales.

— Dio lugar a que combustibles alternativos como el carbón, que ya había sido sustituido por el petróleo y por lo tanto declina-

ba su importancia como energético, recuperarán su preeminencia de acuerdo con la abundancia de este recurso en muchos países del mundo.

- Igualmente, se abrió la posibilidad de invertir recursos considerables en el desarrollo de fuentes alternas nuevas y renovables de energía que, con el debido desarrollo tecnológico, podrán ser fuentes inagotables de energía a costos razonables, tales como la energía solar, eólica o maremotriz.
- Para aquellos países con agua abundante y caídas, los altos precios del petróleo consolidaron la hidroenergía como la fuente más barata y atractiva para generar electricidad.
- Finalmente, se abrieron amplias posibilidades de aprovechar hidrocarburos marginales que antes no era posible desarrollar y aún siquiera explorar por dificultades técnicas, geológicas, de accesibilidad y por supuesto, económicas.

Ahora bien, al contrastar los pros y los contras de los altos precios del petróleo en el escenario internacional, a la luz de los intereses y conveniencias de Colombia, se dibuja un balance específico, que pudiéramos resumir de la siguiente manera:

- Para comenzar, es innegable que el incremento súbito de los precios del petróleo causó cuantioso desangre de recursos al país, pues lo encontró en una posición muy débil y vulnerable cuando su consumo por hidrocarburos estaba creciendo a tasas de hasta 10 % al año y su producción declinaba rápidamente a razón del 6 % anual. La intersección de estas dos disímiles tendencias convirtió al país de exportador neto en importador neto, con el agravante inmenso de que cuando exportábamos nos pagaban el crudo entre uno y dos dólares el barril, pero cuando tuvimos que importar, nos vimos forzados a adquirir el petróleo muchas veces a 35 dólares el barril. La primera víctima de esta situación fue ECOPEPETROL, que de una boyante y sólida institución pasó a ser un órgano débil financieramente y sin la capacidad de emprender los programas de exploración y explotación que tanto necesitaba el país para salir de la encrucijada petrolera.

Sin embargo, el país revisó con cuidado su situación y se fueron tomando las medidas pertinentes con miras a fortalecer la situación de Ecopetrol y fundamentalmente a obtener los fondos necesarios para realizar un agresivo programa de exploración y explotación, fomentando para ello la vinculación de las compañías privadas, tanto nacionales como extranjeras, que con sus recursos y técnica compartieron los riesgos de esta azarosa actividad. Para tal efecto, se llevó a cabo un total reordenamiento de la política petrolera del país, para lo cual

se comenzó eliminando el obsoleto sistema de concesiones, implantando la asociación entre las empresas privadas y Ecopetrol, a partir de 1974.

Los elementos más relevantes de los contratos de asociación que Ecopetrol suscribe, pueden resumirse así:

1. Un período máximo de exploración de 6 años y de explotación de 22 años.
2. De la producción total de hidrocarburos, la Nación deduce como regalía un 20 % y el 80% restante se divide en partes iguales entre Ecopetrol y la empresa asociada.
3. Ecopetrol participa con un 50 % en los costos de desarrollo una vez aceptada la comercialidad de un yacimiento.
4. Se especifican políticas claras de devolución de áreas con un 50 % al término del período exploratorio de 6 años. 25 % dos años después y al cabo del 10o. año, el área queda reducida a aquellas de los campos comerciales, más una franja de seguridad alrededor de los mismos.
5. La compañía asociada asume la totalidad de los costos exploratorios y sólo cuando se declara la comercialidad del campo, se procede a reembolsar el 50 % de esos costos con el producto de los mismos pozos que dieron origen a la declaratoria de comercialidad.
6. Ecopetrol compra al asociado su participación en la producción, puesta en refinería, al equivalente del precio internacional CIF Cartagena.

Igualmente, se establecieron incentivos a través de precios más favorables con el fin de promover inversiones en recuperación secundaria y en producción incremental. A través de la Resolución No. 50 de 1976, mediante la cual se fijó un precio internacional al crudo descubierto en asociación con ECOPEPETROL, y por medio de la Resolución No. 58 de 1980 con la cual se le reconoció a los crudos un precio básico más alto, una fórmula de reajuste para compensar la inflación y una bonificación por los esfuerzos efectuados para minimizar la tasa natural de declinación de los pozos antiguos.

Hasta el momento, podemos afirmar que la nueva política petrolera del país ha tenido un éxito apreciable, pues a pesar de que Colombia registra una estructura de costos de exploración y explotación de las más altas del mundo, por la profundidad a que se halla su crudo y por la inaccesibilidad geográfica de las áreas a explorar, se han alcanzado niveles exploratorios nunca antes logrados en

la historia petrolera del país. Por otra parte, la producción ha dejado de declinar y desde 1980 registra incrementos de tasas alentadoras de cerca del 7.5% al año.

En conclusión, podemos afirmar que, en un principio, el país se resintió ante la embestida de la crisis energética, pero luego asimiló el golpe y paulatinamente fue corrigiendo el rumbo para controlar y reducir su debilidad energética con respecto a los hidrocarburos.

En cuanto a los beneficios que para Colombia significó el alza en los precios de los hidrocarburos, podemos señalar en forma resumida, los siguientes:

- El país tomó conciencia de que estaba utilizando de manera muy equivocada los recursos energéticos con que los ha dotado la naturaleza, gastando desmesuradamente recursos que posee de manera exigua, como los hidrocarburos y, por otro lado, subutilizando o prácticamente ignorando recursos de que dispone en abundancia y en calidad como el carbón, el gas y su potencial hidroenergético.
- Los altos precios del petróleo permitieron que los proyectos carboníferos del país, que durante muchas décadas permanecieron archivados en la gaveta de proyectos irrealizables, se convirtieron en rentables, casi que de la noche a la mañana. Es así como el país ha emprendido la ejecución de proyectos carboníferos que como los del Cerrejón, convertirán al país en un exportador energético de primer orden a nivel mundial.
- Asimismo, el potencial hidroenergético de Colombia, que por la abundancia de sus aguas y la calidad de sus caídas es uno de los más sobresalientes del mundo, ya que cuenta con la quinta parte del potencial de toda América Latina, surgió definitivamente y de manera incontrastable como la alternativa más barata y eficiente para producir la electricidad que tanto necesita Colombia para asegurar su crecimiento industrial y económico en general, al igual que llevar esta importante fuente de energía a las áreas rurales y marginadas de la República.
- La crisis energética obligó al país, a través de la inevitable alza de los combustibles, a implantar un mecanismo automático e implícito, de castigo a los derrochadores de energía y de premio a los eficientes y ahorradores; creando la toma de conciencia necesaria para conservar y ahorrar energía, fomentando la sustitución del equipo de transporte y maquinaria ineficientes, desde el punto de vista energético, por otro más moderno y acorde con las nuevas circunstancias de los precios de los combustibles.

- Igualmente, el país tomó conciencia sobre las posibilidades que tiene de desarrollar otras fuentes no convencionales de energía, de naturaleza renovable, como la energía solar, eólica y geotérmica. Es importante resaltar los esfuerzos que en este campo está haciendo el país a través del proyecto Geotérmico del Macizo Volcánico del Ruiz, del programa de los calentadores de agua con base en la energía solar, instalados por el Banco Central Hipotecario en sus urbanizaciones de Bogotá y Medellín, del programa de las microcentrales hidroeléctricas, para los territorios nacionales, adelantado por el ICEL, para sólo nombrar los más importantes.
- El alza en los hidrocarburos permitió también que recursos petrolíferos, que antes eran considerados como muy costosos de explotar y por lo tanto marginales, como aquellos ubicados en la Cuenca Sedimentaria de los Llanos Orientales, pasaran a ser de alguna manera atractivos desde el punto de vista económico.

Con las anteriores consideraciones deseo señalar, aunque sea de manera aproximada y tentativa, que el temido desajuste que sufrió el mundo por el alza inusitada del petróleo, le creó a Colombia serias dificultades; pero por el otro lado y aprovechando al máximo la ley de las compensaciones, se abrieron nuevas alternativas y oportunidades que, hasta ahora, ha sabido aprovechar, pero que en un futuro, si se mantiene el tesón y la decisión suficientes, podrá beneficiarse todavía mucho más. Mirando en perspectiva lo acaecido en el campo energético durante la última década, me atrevo a afirmar que el balance fue positivo para Colombia, a pesar de que en muchos aspectos se encontraba impreparada y escasamente informada.

Respecto a la información, considero que el país se encuentra mejor equipado en estos momentos para dilucidar la actual coyuntura energética internacional, de lo que estaba hace 10 años. Se llevó a cabo un estudio técnico y pormenorizado sobre el sector de energía eléctrica (ESEE), que hoy le está permitiendo al país conocer claramente sus prioridades y evaluar concienzudamente sus alternativas de inversión en este campo. Asimismo, se culminó la primera parte del estudio nacional de Energía (ENE) con el cual se cuenta con un instrumental analítico muy valioso, que nos permite, en forma global y no de manera desarticulada y fragmentaria como se hizo en el pasado, conocer las principales interrelaciones entre los diferentes subsectores energéticos y entre éstos y el resto de la economía. Igualmente, se ha progresado notoriamente en la configuración del Estudio Nacional de Aguas (ENA), que nos dará un mayor conocimiento sobre la potencialidad y usos alternativos de uno de nuestros recursos más preciosos.

Por todas estas razones, enunciadas anteriormente, es por lo que Colombia no puede bajar la guardia en los años venideros y de-

be, por lo tanto, continuar su lucha y propósito para lograr dentro del campo energético una total autonomía, la diversificación de sus múltiples fuentes y, finalmente, convertirse en un importante exportador a nivel mundial.

Un repaso somero, pero integral, de los principales parámetros de nuestra política energética, la cual ha sido estructurada e implementada con mucho trabajo y esfuerzo durante los últimos años, nos permite afianzar y reforzar nuestra posición en el sentido de que la actual coyuntura internacional no justifica un cambio sustancial ni una modificación de fondo en esta política; y que, por el contrario, es necesario afianzarla y reforzarla aún más, haciéndole los ajustes convenientes de acuerdo con los altibajos del escenario internacional.

Como primera medida, es política de Colombia apuntalar y cimentar su desarrollo energético futuro, sobre dos recursos que posee en superlativa cantidad y calidad: el agua y el carbón.

HIDROELECTRICIDAD

Como es bien sabido, el país está comprometido en el desarrollo de numerosos proyectos hidroenergéticos, que se mencionan posteriormente y que, de ninguna manera y mucho menos por las actuales circunstancias internacionales, debemos desacelerar o paralizar. Colombia necesita durante la presente década, incrementar en más de dos veces su actual capacidad instalada de generación de energía eléctrica, y la hidroenergía es y será el instrumento decisivo para ello. Nuestro principal obstáculo para alcanzar esta meta está ubicado dentro de las fronteras colombianas y consiste en la escasez de recursos locales, valga decir de ahorro interno, público y privado. En tal sentido, es necesario resaltar la labor encomiable llevada a cabo por el Congreso de la República en sus sesiones extraordinarias del presente año, mediante la cual estudió y aprobó una nueva estructura tributaria y fiscal que le permitirá al Gobierno captar y distribuir los recursos indispensables para no paralizar los actuales proyectos eléctricos en construcción e iniciar sin tardanza los nuevos proyectos que el Sector se ha comprometido a ejecutar con miras a satisfacer las necesidades de fluido eléctrico de todos los colombianos en los próximos años.

Como una confirmación más de la decisión del gobierno de no desviarse un centímetro en su propósito de dotar a los colombianos de la energía eléctrica que necesitan, podemos resaltar el impulso que le ha dado a la Financiera Nacional (FEN), institución que ya está irrigando recursos a las empresas que adelantan los proyectos hidroeléctricos y que recientemente se ha lanzado con pleno éxito al mercado financiero privado en la consecución de fondos sanos, no inflacionarios, que refuercen y complementen los re-

ursos del Gobierno indispensable para ejecutar las obras que requiere el sector eléctrico colombiano, constituyéndose en uno de los logros más importantes alcanzados dentro del sector.

CARBON

Colombia, que cuenta con una de las reservas de carbón más abundantes y de mejor calidad en el mundo, debe desarrollar a toda costa este estratégico y vital recurso de manera acelerada, sino quiere correr el riesgo de que se le quede enterrado, pues la evolución de los actuales y futuros desarrollos tecnológicos podría reducir este mineral al papel de aportante marginal o secundario en las provisiones energéticas mundiales de la próxima centuria. El carbón, según los entendidos, no es un recurso energético para el futuro; es el combustible del presente y, por eso, hay que desarrollarlo hoy y no mañana.

Dentro de la política carbonífera colombiana se tiene fijada la meta de capturar el 10% del mercado mundial del carbón térmico que, para el año 2.000, se calcula alcanzará la suma aproximadamente 600 millones de toneladas anuales. Este propósito trae consigo el compromiso de exportar, para esa época, entre 50 y 60 millones de toneladas.

Si se tiene en cuenta que en este momento el país está exportando menos de un millón de toneladas al año, se adquiere la cabal conciencia de la magnitud del esfuerzo que hay que realizar y de la inmensa responsabilidad que a todos nos atañe. Sin embargo, ésta no es una meta de ninguna manera utópica ni inalcanzable. El país ha orientado sus esfuerzos en tal dirección y está ejecutando los proyectos, como los del Cerrejón Zona Norte y Zona Central, que le darán viabilidad a tan, aparentemente, exagerado propósito.

Hay que aceptar que las actuales circunstancias del mundo crean, necesariamente, desconcierto y parálisis en los grandes centros mundiales de decisión; sin embargo, no es menos cierto, también, que son los mejor informados quienes no se dejarán desconcertar por los movimientos energéticos y financieros de corto y mediano plazo, y que, ateniéndose a las tendencias con un horizonte más prolongado, tratarán de sacarle ventaja a las actuales circunstancias para salirle adelante a sus potenciales competidores. Por este motivo, tenemos confianza en que Colombia no tendrá dificultades en encontrar los socios adecuados para desarrollar otros importantes proyectos que tiene planeado ejecutar en la región de la Costa Atlántica y en el interior del país. Estudios llevados a cabo por Carbocol, señalan que el carbón colombiano sigue teniendo amplia ventaja comparativa sobre el petróleo, gracias a su contenido energético y al pureza del mismo, aun si los precios del petróleo caen a los niveles más pesimistas.

Por último, el Gobierno acepta la indiscutible necesidad de no diseñar el futuro económico del país bajo el riesgo de la inestabilidad de los productos básicos en el mercado mundial, por lo que a su propuesta de llegar a un acuerdo internacional del carbón, se ha sumado su propósito de industrializar este recurso. Carbocol ha iniciado intensos estudios sobre carboquímica, como un camino estratégico para consolidar el papel del carbón en la estructura económica colombiana y en su participación en los mercados internacionales.

HIDROCARBUROS

En este sector donde, paradójicamente, el país enfrenta las más serias dificultades, derivadas de la caída en los precios internacionales del petróleo. Por un lado, percibirá beneficios inmediatos al estar en posibilidad de adquirir el crudo que importa a precios más reducidos, con el consecuente alivio para la balanza de pagos y para las finanzas de Ecopetrol. No obstante, y como ya lo habíamos hecho notar en párrafos anteriores, el grueso de la actividad exploratoria y de desarrollo de nuevos campos petrolíferos recae en las empresas petroleras multinacionales asociadas con ECO-PETROL.

Sobre este punto, los modelos matemáticos del Estudio Nacional de Energía (ENE), señalan que existe una altísima correlación, con algún retraso en el tiempo, entre la actividad exploratoria desplegada por tales empresas y el nivel internacional de los precios de los hidrocarburos. Es por esta razón por lo que es sensato temer una disminución en las propuestas de estas compañías para adelantar trabajos de exploración en Colombia. Lo sucedido a este respecto, durante los últimos meses de 1982 y lo que va corrido del presente año, confirma en buena parte esta hipótesis.

De los 37 equipos de perforación activos en exploración y desarrollo que se mantuvieron durante el año pasado, hoy, tan sólo tenemos 23 equipos activos. Las proyecciones en el sector exploratorio, durante el presente año indican que tan sólo llegaremos a una actividad equivalente al 50% de la efectuada durante el año de 1982. Esta situación, motivada por la recesión de la industria petrolera a nivel internacional, nos afecta sobre manera, ya que no existirá fundamento para proyectar una autosuficiencia cuando la variable principal, la exploración, se encuentra en el 50% de la capacidad alcanzada y su tendencia en el próximo futuro probablemente será hacia la disminución.

El país debe continuar con la exploración de sus cuencas sedimentarias, haciendo mayor énfasis sobre aquella exploración preliminar como es la de geología de superficie y geofísica; esta actividad es menos costosa que la exploración con taladro y es la etapa

que nos permite ir efectuando el inventario de prospectos para que posteriormente se pueda llegar al pozo exploratorio, ya sea en forma directa por cuenta de ECOPETROL, o bajo la aplicación del Contrato de Asociación con el capital privado, nacional o extranjero.

En materia de explotación petrolera, hoy el país tiene un nivel de producción de petróleo de 150.000 barriles por día, de esta producción, el 52% corresponde a ECOPETROL, obtenido en sus campos viejos de De Mares, Yondó, Barco y Putumayo; se ha iniciado la explotación de una pequeña acumulación petrolífera en el área de Apiay, la cual contribuye con 3.500 barriles por día a través de dos (2) pozos productivos, pero que podrá llegar a los 6.000 barriles por día cuando se complete el desarrollo del campo.

El resto de producción está a cargo de compañías extranjeras que operan sus campos en un gran porcentaje bajo el antiguo sistema de concesión y de otra parte, una pequeña fracción de campos que están empezando a rendir los resultados del nuevo sistema de Asociación, como son: Nancy-Burdine en el Putumayo, Castilla en el Meta, Andalucía en el Huila y próximamente los campos de Casanare de ELF Aquitaine, de los que se espera inicien su explotación a mediados del presente año con una producción que pudiera ser superior a los 10.000 barriles por día.

Los aportes de los nuevos campos (Apiay-Casanare) tan sólo nos están sirviendo para compensar parcialmente las declinaciones de los campos viejos. Los yacimientos del Huila, en los últimos años, al pasar de 9.000 barriles por día en el año de 1977, a 32.000 barriles por día en 1982, fueron los responsables de haber frenado la tasa de declinación de la curva de nuestra producción nacional; sin embargo, tenemos que aceptar, estos campos ya han iniciado su etapa de declinación. El nuevo campo de Caño Limón-1 permite recobrar algún optimismo sobre nuestra meta de autosuficiencia a mediano plazo.

En el Valle Medio del Magdalena se hacen grandes esfuerzos para impedir que la producción decline; ECOPETROL, en asocio con la Texas Petroleum, se encuentran desarrollando el campo de crudo pesado denominado Cocorná; de otra parte, ECOPETROL por cuenta propia, ha iniciado el desarrollo secundario del Campo de Casabe en la antigua concesión Yondó; estos dos importantes desarrollos del Valle Medio del Magdalena contribuirán a atenuar nuestra declinación en el resto de campos, pero en ningún momento a satisfacer por completo la demanda de un país abiertamente importador.

Tendremos que seguir trabajando con fe y tenacidad en estos dos sectores de la industria: la exploración de nuestros campos y la explotación de viejos yacimientos; en la medida que el sector exploratorio nos descubra nuevas acumulaciones y dependiendo de

su tamaño, podremos ir prediciendo nuestro futuro; lo contrario, es soñar o predecir ilusiones. El país debe tomar conciencia de la realidad de la situación petrolera actual y hoy con cifras y hechos reales puede decirse lo que son los descubrimientos de Arauca. Después de haber cumplido una ardua labor exploratoria de seis años de actividad, representada en trabajos sísmicos, perforación de cuatro (4) pozos a 20.000 pies de profundidad y una inversión de US\$ 122 millones de dólares, la Empresa Exxon llega a la conclusión de haber descubierto a través de los cuatro (4) pozos perforados, una reserva recuperable de 3.1 millones de barriles de petróleo. El costo de un barril así extraído del campo Arauca (US\$ 40 por barril), será muy superior a los niveles internacionales de precios; esto es lo que se denomina en términos de economía petrolera como una operación no rentable. Desafortunadamente ésta es la industria, unas veces se pierde petróleo, en otras se gana; ese descubrimiento en el que tantos colombianos habían soñado con llevar a Colombia a la autosuficiencia petrolera, no dejó de ser más que una ilusión. Caño Limón-1 abre nuevas perspectivas, pero aún no se garantiza la autosuficiencia.

Los Llanos Orientales se proyectan como la cuenca de mayores perspectivas en materia de hallazgos petroleros. Una gran actividad ha encontrado en esta región tanto en el pie de monte como en llano adentro; se ha descubierto petróleo tanto liviano como pesado; sin embargo, los yacimientos descubiertos no son de gran magnitud y esto es lo que ha impedido tomar la decisión de hacer o un centro de refinación o tender un oleoducto hasta los actuales centros de proceso. Es necesario seguir explorando y evaluando el potencial de los descubrimientos que nos permita en forma serena tomar la decisión que mejor le convenga al país.

Hoy con la expansión de la Refinería de Cartagena, Colombia cuenta con una capacidad de refinación del orden de los 200.000 barriles por día. Es necesario en primer lugar, copar esa capacidad antes de seguir pensando en construir nuevas refinerías. El planteamiento del sector petrolero se debe hacer con serenidad y paciencia, pues de lo contrario nos veríamos abocados a cometer errores de un gran costo social para el país. Las decisiones las tomaremos cuando exista una total seguridad; esto es, cuando se haya excluido al máximo cualquier riesgo.

Tendremos que pensar más en el carbón, como otro elemento que tendrá que participar hacia el futuro en una forma muy activa en el suministro de energético y como sustituto de los hidrocarburos líquidos, porque existe en abundancia. Hasta ahora ha empezado en Colombia la era del carbón y es bueno que nuestros industriales tomen conciencia de que Colombia no es un país petrolero pero que tampoco estamos en crisis energética. Es necesario ir planeando el cambio hacia el carbón.

Como la política energética del país es la de buscar, por todos los medios, la autosuficiencia en su consumo de hidrocarburos, Colombia deberá suplir, con sus propios recursos, las deficiencias que seguramente se presentarán en la inversión de las compañías multinacionales. Hoy más que nunca se hace necesario fortalecer a ECO-PETROL, si queremos lograr una autosuficiencia mañana. Por ninguna razón debemos apartarnos de nuestro rumbo ni perder nuestro sentido de dirección.

Por tal motivo, el Gobierno tomó la decisión de establecer el Fondo de Exploración de Petróleo y Desarrollo de Recursos Energéticos, que se encargará de atender los gastos que demanden las labores exploratorias en el área de hidrocarburos y participar económicamente en los programas de desarrollo energético. Para iniciar la capitalización de este Fondo se utilizarán los recursos derivados de la diferencia entre el nivel de la factura de importación ECO-PETROL, contabilizada con los precios que hasta hace poco regían en el mercado internacional, y la nueva factura, computada a los precios actuales. Estoy perfectamente consciente de que estos recursos no son ni serán suficientes para alcanzar nuestra meta, pero mientras se fortalece la posición fiscal del gobierno, le permitirá al país afrontar los compromisos existentes y no desfallecer en la búsqueda de su autosuficiencia petrolera.

MINERIA

En lo que respecta al sector de la minería, en general la recesión económica mundial ha hecho mella en la exportación de importantes productos minerales, como las esmeraldas y el ferróniquel. Sin embargo, la economía internacional ha dado signos de reactivación y confiamos que en los próximos meses la demanda de estos artículos, al igual que sus consecuentes precios, repunten en el mercado internacional.

Empero, el Gobierno considera que no bastan unos pocos productos para reactivar el sector minero y que el país cuenta con una amplia potencialidad en diversos minerales y que, por lo tanto, se deben crear las bases que le permitan a Colombia desarrollar plenamente esta importante actividad económica. De tal manera, el Gobierno inició a partir del pasado 6 de mayo los estudios del Plan Minero Nacional, a través de un consorcio de consultores nacionales, quienes emitirán sus primeros conceptos al finalizar el presente año y con los cuales el Gobierno tendrá elementos de juicio firmes para planificar de manera integral y sistemática la actividad minera nacional.

Hagamos una síntesis final :

En cualquier caso, Colombia es hasta cierto punto, menos vulnerable a los problemas del ambiente post-Opep que muchos países, porque :

1. Es casi autosuficiente en petróleo.
2. Tiene una relación entre las reservas en moneda extranjera y su deuda externa más alta y sana.
3. Tiene carbón en abundancia y gas natural.
4. Tiene un alto potencial hidroeléctrico, del cual cerca del 20% está en zonas de alta pluviosidad (en términos mundiales), con poca variación estacional; por lo tanto sugiriendo la probabilidad de electricidad barata (en términos mundiales).

Sin embargo, si surge la Super-Opep, se necesitaría ya no una respuesta nacional sino una respuesta continental. Somos el Continente del agua; si somos el Continente del agua, somos el Continente de la Energía.

La riqueza energética del Continente debe ser la base para desarrollos de propósitos múltiples. Recordemos que en gas, carbón y petróleo, somos también el área con mayor probabilidad de hallazgos futuros, dada la ausencia relativa de exploración, perforación y evaluación. Casi que podríamos decir que la biomasa y otras fuentes pueden disminuir su intensidad prevista de explotación, excepto para zonas marginales.

Por todo esto, aún en las condiciones de crisis por las que atraviesan algunos países, ha llegado el momento de imponernos la meta colectiva de obtener la Autosuficiencia Energética Continental y así la independencia económica real. Y no estoy refiriéndome a la energía dentro de la concepción tradicional de los planificadores energéticos, encerrados en un mundo limitado donde los problemas se circunscriben a la generación, la transmisión, la distribución, los vatios, los voltios y amperajes.

La energía es hoy un factor complejo en la toma de decisiones sobre utilización de recursos; las obras que implican son fuente de empleo, de tecnología, de impulso industrial; es un factor de producción, en fin, es una de las formas del desarrollo económico en estructuras cada vez más interdependientes.

Si la crisis de la energía nos condujo a la recesión, la respuesta a su desafío está en la misma energía. Pero concebida ahora en un marco multidimensional, donde se aprovechen todas sus externalidades como clave de la integración y el desarrollo y donde la hidroelectricidad juegue sus cartas de propósito múltiple.

Con estos párrafos introductorios a la Memoria al Congreso, espero haber dibujado un cuadro que por fuerza de las circunstancias debe ser resumido y general, pero que espero haya sido lo suficientemente claro para reafirmar el hecho de que Colombia sí posee una política energética y que tiene la decisión de ejecutarla. Igualmente, en el contexto de esta larga exposición, está implícito lo que siempre ha afirmado el Presidente Belisario Betancur: El mejor recurso de Colombia, son los colombianos.

II-Energía

A. BALANCE ENERGETICO 1980-1982

1. INTRODUCCION

El mejor conjunto de indicadores para evaluar de manera coherente este sector, es el Balance Energético, cuyo estimativo se presenta por primera vez en esta Memoria al Congreso, para el período 1980-1982. Este instrumento permite analizar en forma de unidades equivalentes el comportamiento de las diferentes fuentes y usos energéticos, por lo que es indispensable continuar en un futuro su aplicación y el mejoramiento de su base estadística. La optimización de los recursos del país y el adecuado diseño de política en este campo, encuentran con este tipo de medidas comparativas y de discriminación de flujos energéticos un apoyo invaluable para mejorar los mecanismos de planeamiento sectorial y global.

Colombia es un país que cuenta con una disponibilidad amplia de recursos energéticos comerciales; el conocimiento actual de estos indica que el mayor potencial se encuentra en la energía hidroeléctrica (55.3%), seguida por el carbón (39.5%), el gas natural (3.9%) y el petróleo (1.3%).

En lo que a carbón e hidroelectricidad se refiere, las perspectivas en el mediano y largo plazo son excelentes, teniendo en cuenta que el país posee un potencial superior a 100.000 mw hidroeléctricos y las mayores reservas de carbón en América Latina. Igualmente, se espera que en el mediano plazo el país volverá a ser autosuficiente en petróleo.

Del lado de la demanda, el consumo de energía, incluyendo la leña, creció a un ritmo anual del 3.5% en promedio durante la última década. La composición porcentual de este consumo muestra una alta participación del petróleo y sus derivados y de la leña, la primera debido al consumo del sector transporte y la segunda al consumo del sector residencial rural.

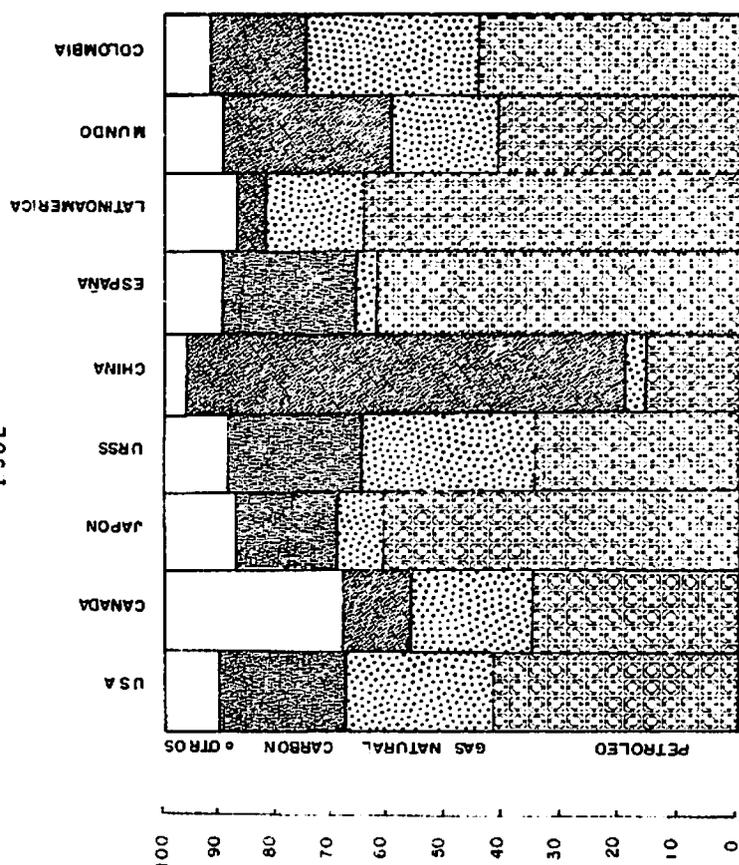
Con base en análisis elaborados por el Estudio Nacional de Energía, en las próximas décadas se espera duplicar los actuales niveles de consumo, manteniendo la tendencia decreciente en el consumo de hidrocarburos, mientras que aumentará la demanda de carbón y electricidad. Igualmente, se espera una disminución porcentual en el consumo de leña.

2. COMPORTAMIENTO POR FUENTES

La demanda de energía creció moderadamente en el período 80-82; tan sólo lo hizo en un 2.9%, por debajo del aumento del 3.8% que tuvo el PIB en el mismo período. Esta situación se sustenta principalmente en el aumento de la eficiencia en transforma-

ESTRUCTURA DE CONSUMO DE ENERGIAS PRIMARIAS

1982



* Incluye Energía Nuclear e Hidroenergía

Fuente: THE BRITISH PETROLEUM COMPANY

Para Colombia MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

ciones de energía primaria a energía secundaria, resultado entre otros aspectos de la entrada en funcionamiento de la Unidad de Balance de la Refinería de Barrancabermeja, así como también por programas específicos de conservación y ahorro de energía en el Sector Industrial, aunque también influyó la disminución del consumo final de energía en los sectores económicos del país, como reflejo de la recesión que se ha experimentado.

CUADRO 1
DEMANDA DE ENERGIA

	(Miles de TEP) ¹ /		
	1980	1981	1982
Consumo Final	10.795.5	11.122.6	11.508.1
Consumo Sector Energético	1.310.3	1.526.5	1.575.5
Pérdidas en transformación	2.854.5	2.374.7	2.297.9
Otras pérdidas	355.1	360.4	382.3
Total demanda	15.315.4	15.384.2	15.763.8

¹ / Tonelada equivalente de petróleo.

Entre los componentes de la demanda de energía, el petróleo redujo su participación del 48.2% en 1980 a un 45% en 1982. Esta disminución relativa sigue obedeciendo al proceso sustitutivo por otras fuentes de energía primaria.

El gas natural* sigue aumentando su participación, debido a la mayor utilización como materia prima en petroquímica y como combustible en la Costa Atlántica y en algunos sectores residenciales.

CUADRO 2
COMPOSICION DE LA DEMANDA DE ENERGIA (%)

Fuente	1980	1981	1982
Petróleo y derivados	48.2	47.0	45.0
Gas natural y derivados	24.5	25.7	26.1
Hidroelectricidad	7.6	7.7	8.0
Carbón	19.7	19.6	20.9
Total	100.0	100.0	100.0
Total Miles de TEP	15.315.4	15.384.2	15.763.8

* Debe tenerse en cuenta el cambio en la equivalencia del gas natural asociado.

3. SUMINISTRO DE ENERGIA

La producción total de energía primaria en Colombia creció en un 5.8% en 1982 con respecto al año anterior, índice superior al registrado en los últimos años, como consecuencia del comportamiento ascendente en la producción del carbón, gas natural e hidroelectricidad, así como también por el nuevo y vigoroso crecimiento en la producción del petróleo, la cual desde 1970 a 1979 estuvo declinando. La recuperación significativa en la producción de petróleo para el período 79-82 sigue marcando una etapa favorable para el suministro interno, especialmente por la inclusión de nuevos pozos y campos productivos descubiertos en 1980, así como el mejor aprovechamiento de los yacimientos tradicionales.

Por otro lado cabe anotar que el comportamiento del gas natural e hidroelectricidad fue adecuado, mientras que el carbón presentó una tasa de crecimiento alta, debido a la entrada en explotación de la Zona Central del Cerrejón con 139.000 toneladas, y al comportamiento histórico de la minería tradicional.

La Balanza Energética del país se situó en 1982 con un déficit equivalente a 2.6 millones de barriles de petróleo, y determina una nueva etapa colombiana en el mercado internacional. Debemos recordar que hasta 1974 el país fue exportador neto de energía, mientras que en el período siguiente se tiene déficit energético.

CUADRO 3

BALANZA ENERGETICA (MILES DE TEP)

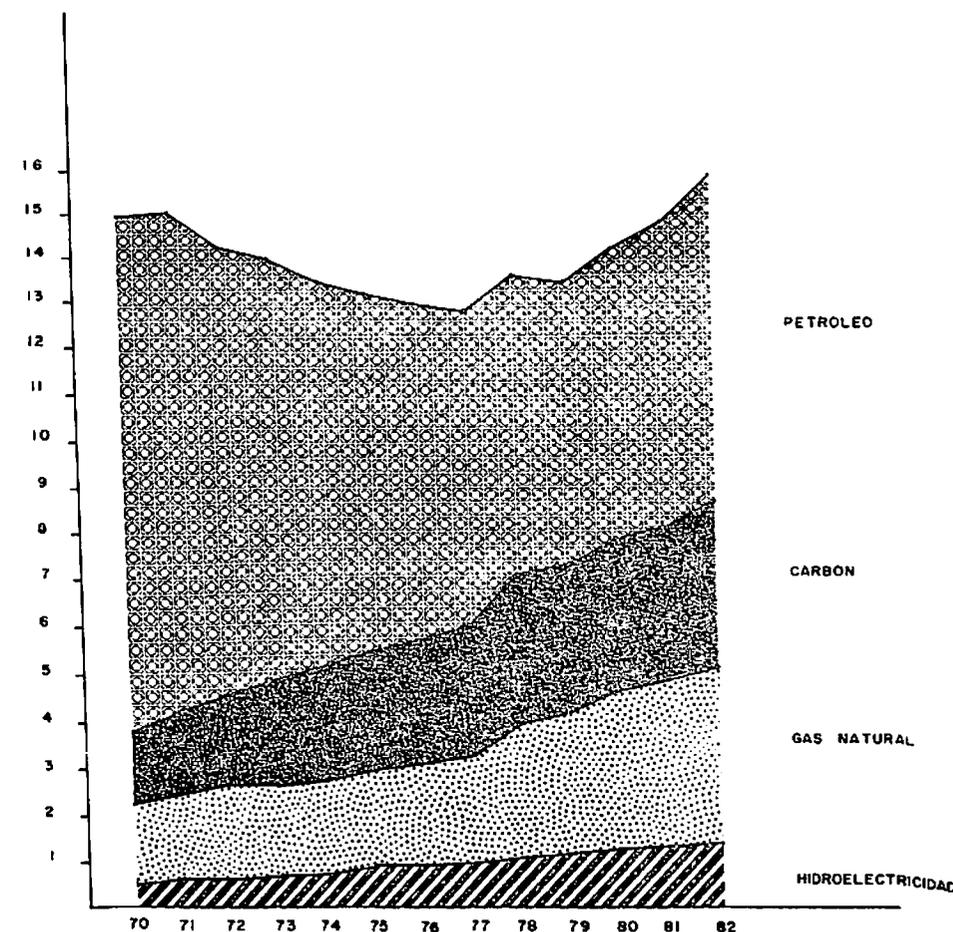
Rubro	1980	1981	1982
a) Exportaciones	1.495.1	1.611.6	1.996.5
Derivados del petróleo	1.402.9	1.537.7	1.773.1
Carbón y coque	92.2	73.9	223.4
b) Importaciones	2.345.6	2.367.9	2.348.1
Petróleo y derivados	2.341.8	2.360.5	2.348.1
Electricidad	3.8	7.4	N.D.
c) Déficit (b-a)	750.5	756.3	351.6

4. PRODUCCION DE ENERGIA SECUNDARIA

Sin incluir la electricidad, la producción de energía secundaria creció en un 1% en 1982 con respecto a 1981, mientras que en el período anterior la tasa de crecimiento fue del 3.8%. En el proceso

PRODUCCION DE ENERGIA POR FUENTES

(Millones de Tep)



de refinación se observó un eficiencia cercana al 96% debido a la mayor utilización de insumos procesados como los gasóleos y al empleo de la Unidad de Balance.

Dentro de la producción de derivados energéticos, la mayor participación en 1982 correspondió a los del petróleo con un 83.1% , en segundo término a los del gas natural con un 15.3% y el 1.6% a derivados del carbón.

En los derivados del petróleo, el fuel oil constituyó en el año anterior la tercera parte, similar cifra la gasolina motor y el diesel ACPM participó con un 16%. También es importante registrar en este grupo la disminución en la producción de querosene.

La Planta de Balance a la que ya se ha hecho referencia permitió además de elevar la eficiencia, aumentar la producción de gasolinas y GLP, y un ajuste de la capacidad refinadora a la demanda de combustibles.

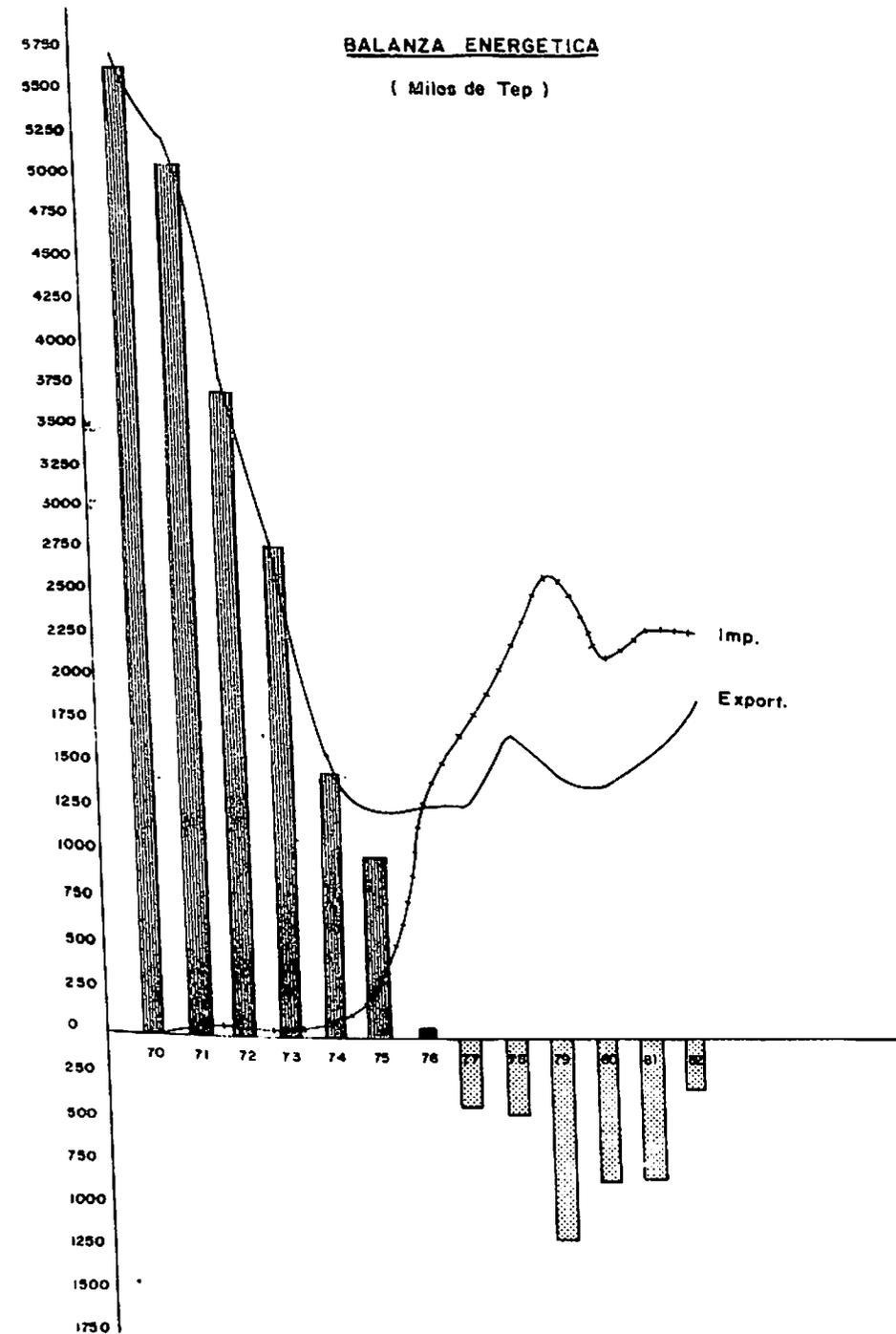
La demanda de productos derivados tuvo un incremento del 1% en el período 81-82 y de 1.8% en el año anterior, los cuales se equilibran con los crecimientos de producción y podrían determinar una disminución relativa en la dependencia de los mercados internacionales.

CUADRO 4

PRODUCCION DE DERIVADOS

Rubro	1980	1981	1982
Producción total (Miles TEP)	9.449.9	9.813.2	9.899.1
Derivados del Petróleo	80.5	82.2	83.1
Fuel Oil	26.6	24.6	26.6
Gasolina motor	23.5	25.8	25.6
Diesel ACPM	12.5	13.6	13.5
Querosene	3.8	3.5	3.0
Otros del petróleo	14.1	14.7	14.4
Derivados del Gas Natural	17.6	16.0	15.2
Gas Seco	15.2	13.6	13.3
Otros	2.4	2.4	2.1
Derivados del Carbón	1.9	1.8	1.7

Por productos cabe resaltar el comportamiento de la demanda del diesel ACPM, que creció en el período 80-82 a un promedio anual 2.7% y la gasolina motor en un 1.9% , mientras que con



crecimientos negativos se registra el fuel oil, con un 5% promedio anual, y el querosene con un 4.5%.

El fuel oil ha venido teniendo un proceso sustitutivo por carbón y gas y el querosene ha sido sustituido paulatinamente por el Cocinol y es liberado para llevarlo a la producción de turbocombustible. En lo referente a la energía eléctrica se puede anotar que, para 1982, se observó una generación hídrica de un 68.4%, cifra similar a la de años anteriores. Este porcentaje involucra la generación de autoprodutores. Al dejar por fuera estos últimos, se observa que las Centrales Públicas tuvieron en 1982 una dependencia del sistema hídrico en un 71.1%, también similar a la de años anteriores.

La oferta neta de electricidad mostró para el período 80-82 un crecimiento promedio anual del 2.7%, inferior a los registrados en los años de la década anterior.

Es apreciable un proceso sustitutivo en los insumos energéticos, los cuales es conveniente y necesario para el país, pues se detecta una nueva utilización del petróleo y estabilización del consumo de derivados del petróleo para generación eléctrica, mientras que recursos con amplia disponibilidad interna se están dirigiendo con mayor intensidad en la generación térmica. Estos últimos constituyeron en 1980 el 91% de los insumos utilizados y para 1982 subieron al 93%.

CUADRO 5

OFERTA DE ELECTRICIDAD (MILES DE TEP)			
Rubro	1980	1981	1982
a) Hidroelectricidad	1.250.9	1.255.9	1.312.9
Centrales Públicas	1.228.0	1.232.1	1.288.1
Autoprodutores	22.9	23.8	24.8
b) Termoelectricidad	534.8	563.5	606.4
Centrales Públicas	456.5	482.1	522.5
Autoprodutores	78.3	81.4	83.9
c) Oferta Bruta (a + b)	1.785.7	1.819.3	1.919.3
d) Consumo en Operación	36.0	36.3	39.0
e) Suministro (c-d)	1.749.7	1.783.0	1.880.3
f) Pérdidas en Transmisión	322.9	327.7	346.1
g) Oferta Neta de Electricidad	1.426.8	1.455.3	1.534.2
h) Insumos en Termoelectricidad	2.147.4	2.154.7	2.400.1
Petróleo	40.1	34.9	17.0
Gas Natural Libre	1.188.9	1.262.4	1.325.5
Carbón	733.5	664.5	868.3
Diesel ACPM	82.1	89.2	82.8
Fuel Oil	67.0	68.7	71.6
Gas Seco	27.7	27.7	27.7
Gas de Coquería	8.1	7.3	7.2

5. CONSUMO FINAL DE ENERGIA

La evolución en el consumo final de energía ha determinado que la energía sin transformación, o sea en forma primaria, tome más proporción. En el año 1980 la participación de la energía no transformada constituyó el 20.3% del consumo final total, mientras que para 1982 esa participación sube al 24.5%, con existosa aplicación de las políticas gubernamentales.

El consumo final de energía creció en el período 81-82 en un 3.5%, superior al 3% del período anterior y arrojando un promedio para el período 80-82 de 3.2%.

CUADRO 6

CONSUMO FINAL DE ENERGIA (MILES DE TEP)

	1980	1981	1982
<u>Total</u>	10.795.5	11.122.6	11.508.1
<u>Forma Primaria</u>	2.193.9	2.559.9	2.825.2
Petróleo	40.1	34.9	17.0
Gas Natural Libre	270.2	502.9	672.0
Carbón	1.883.6	2.022.1	2.136.2
<u>Forma Secundaria</u>	7.174.8	7.107.4	7.148.7
Gasolina Motor	3.286.3	3.413.7	3.490.5
Diesel ACPM	1.199.4	1.238.7	1.294.9
Fuel Oil	634.1	521.5	474.8
Querosene	338.4	331.6	283.8
Otros derivados del petróleo ₁ /	1.246.0	1.331.2	1.405.8
Derivados del Gas	294.7	105.4	38.9
Derivados del Carbón	175.9	165.3	160.0
Electricidad	1.426.8	1.455.3	1.534.2

₁ / Incluye el GLP proveniente de Gas Natural.

B. CARBON

I. INTRODUCCION

Dadas las significativas disponibilidades y potencial carbonífero del país, dentro del esquema general de desarrollo, este recurso está llamado a impulsar el crecimiento económico, a convertirse en una de las fuentes más importantes del ahorro estatal y a servir del medio más indicado para sortear sin ningún contratiempo el

futuro energético del país. Sin embargo existen obstáculos tales como los bajos índices de productividad de las explotaciones, la proliferación de minifundios mineros, la inadecuada infraestructura, las dificultades legales para el aprovechamiento de áreas, etc., que dificultan un manejo integral y coherente de este recurso minero.

Los esfuerzos del Estado para el aprovechamiento del carbón como recurso alterno, han estado orientados especialmente a la evaluación de los recursos en las principales cuencas del país y al desarrollo de los importantes proyectos en la zona del Cerrejón, dentro de su propósito global de captar el 10% del mercado internacional del Carbón térmico y de sus derivados.

2. EXPLORACION Y RESERVAS

No obstante la labor de muchos años en la exploración y cartografía geológica, la evaluación de recursos de carbón a la fecha es aún parcial en cuanto a la magnitud real de reservas.

Según inventario realizado por el Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras -INGEOMINAS-, las reservas de carbón en 7 de las 35 áreas potencialmente poseedoras de este recurso, llegan a 16.522 millones de toneladas, que en un 64% corresponden a carbón térmico, el 6% a carbón coquizante y el 30% restante está aún por clasificar.

Es oportuno señalar que del total de reservas medidas de carbón térmico, apenas el 7% corresponde a áreas distintas del Cerrejón, en las cuales se ubican aproximadamente 1.200 minas que producen anualmente cerca de 5.0 millones de toneladas.

Actualmente, las actividades exploratorias mantienen un ritmo relativamente lento en zonas distintas del Cerrejón. Recientemente se dió comienzo a la exploración de la zona carbonífera de Cundinamarca y Boyacá. En las zonas de Antioquia, Norte de Santander y Valle, igualmente se adelantan investigaciones con el concurso de entidades oficiales como INGEOMINAS y CARBOCOL.

CARBOCOL diseñó un ambicioso plan de reconocimiento, identificación y medición en otras zonas del país (San Jorge, Guánaga de Oro, San Jacinto, etc.), programa por desarrollarse directamente y con participación de entidades regionales públicas, mixtas y privadas.

A continuación se describen en más detalle algunos de los programas de exploración de carbón.

CARBONES BOYACA

Este programa se realiza mediante contrato entre INGEOMINAS y el Ministerio de Minas y Energía, con el fin de asegurar las reservas de carbón necesarias para la ampliación de la Termoeléctrica de Paipa (Boyacá). Se han efectuado las actividades de cartografía geológica de 1:25.000 en el área seleccionada y de 1:10.000 de los sectores que resultaron más promisorios, tales como Salitre-San Nicolás - Piamonte, Chivatá y la zona de Tibaná - Umbita-Chivatá. También se han incluido dentro de estas labores el levantamiento de columnas estratigráficas detalladas, muestreo sistemático de los mantos de carbón para determinar su calidad y evaluación de los recursos carboníferos.

Los trabajos de exploración realizados hasta el momento, han permitido señalar las áreas de mayor interés económico que deben ser incluidas en un programa futuro de perforación, lo cual permitirá conocer las verdaderas reservas y facilitar la ubicación de las minas indispensables para el beneficio del carbón. Los estudios realizados muestran que los carbones de esta área son aptos para uso térmico dadas sus características físico-químicas.

Las investigaciones geológicas indican 100 millones de toneladas para el sector Salitre - San Nicolás - Piamonte y 80 millones de toneladas para el sector de Chivatá, las cuales son suficientes para el abastecimiento de la Termopaipa, teniendo en cuenta aún las futuras ampliaciones.

CARBONES CAUCA Y VALLE DEL CAUCA

Este programa de exploración se realiza mediante contrato suscrito entre INGEOMINAS y PROCARBON DE OCCIDENTE.

Hasta el momento se ha llevado a cabo la cartografía geológica a escala 1:10.000, destapes, trincheras, túneles exploratorios y levantamiento de columnas estratigráficas. Estos trabajos han permitido delimitar las áreas de mayor interés económico, en las cuales se realizará posteriormente un programa de perforación con el fin de evaluar el yacimiento.

CARBONES SAN JACINTO

Este programa de exploración corresponde a un contrato suscrito entre INGEOMINAS y CARBOCOL, con el fin de investigar los carbones de la zona de San Jacinto, en los departamentos de Bolívar y Sucre. El estudio geológico incluye un área de 400 km², los cuales serán cartografiados geológicamente a escala 1:25.000, con el fin de seleccionar las áreas de mayor interés donde se podrán efectuar estudios de prefactibilidad minera.

CARBONES QUINCHIA

Como resultado de un contrato suscrito entre el departamento de Risaralda e INGEOMINAS se evaluaron las reservas carboníferas en una extensión aproximada de 120 km². Los resultados indican reservas del orden del millón de toneladas en el sector de la mina El Encenillal. Estas reservas carboníferas permiten su aprovechamiento mediante el desarrollo de una minería a pequeña escala.

CARBONES SAN JUAN DE ARAMA

Con el fin de actualizar la información acerca de los carbones del país el INGEOMINAS adelantó estudios de exploración cuyos resultados indican que en el área de San Juan de Arama se encuentran unas reservas indicadas del orden de 1 millón de toneladas e inferidas del orden de 2 millones de toneladas para el sector entre la mina El Tablazo y El Salto; sus carbones se clasificaron como bituminosos altos en volátiles, tipo C, aptos para uso térmico.

3. EL CERREJON CENTRAL

En diciembre de 1982 se efectuó la primera exportación de carbón extraído del yacimiento de la Zona Central, con un embarque de 34.000 toneladas, con destino a CARBOEX de España.

La explotación de dicho yacimiento continúa a razón de 25.000 toneladas de carbón por mes y se realiza mediante un contrato de servicios con el Consorcio Colombo - Español, Domi-Prodeco Auxini, y se espera alcanzar una producción escalonada de carbón hasta llegar a un volumen estimado de 1.5 millones de toneladas por año. Con este carbón se atenderá la demanda de las plantas de generación termoeléctrica en la Costa Norte y los excedentes se destinarán a la exportación.

En diciembre de 1983 se concluyó la construcción del campamento para la Zona Central con capacidad de 75 viviendas para albergar a 600 personas.

4. EL CERREJON ZONA NORTE

El proyecto de El Cerrejón Zona Norte tiene fijada como meta de producción un volumen de 15 millones de toneladas anuales de carbón térmico a partir de 1988, comenzando a finales de 1985 con más de 3 millones de toneladas que serán destinadas a la exportación.

Dentro de la etapa de desarrollo y construcción de este proyecto que se efectúa actualmente, se han completado los trabajos preparatorios como carreteras, oficinas en Barranquilla y campamentos mineros. Otros aspectos que vale destacar sobre el desarrollo reciente de este proyecto son los siguientes:

- El cumplimiento de la política programada por el señor Presidente de la República, en el sentido de utilizar al máximo los recursos colombianos, fue creado un Grupo Coordinador para el Proyecto de la Zona Norte, objeto del contrato de asociación CARBOCOL - INTERCOR, cuya principal misión ha consistido en la identificación de los proveedores de bienes y servicios de origen nacional.

Esta medida ha tenido una incidencia muy importante para las empresas colombianas de ingeniería civil y metalmecánica, las cuales venían siendo afectadas por un menor ritmo de construcción en otros sectores.

- Hasta la fecha se han suscrito contratos de obras y suministros con firmas colombianas en cuantía de \$35.000 millones, correspondiendo al período agosto 82 - julio 83 la suma de \$ 30.000 millones, aproximadamente. Algunos de los contratos más importantes son:
 - En noviembre se adjudicaron los puentes para la vía del ferrocarril entre la mina de El Cerrejón y el Puerto de Portete, por valor de \$ 1.200 millones.
 - En octubre se adjudicó el sub-contrato para movimiento de tierra en las instalaciones de la mina, por valor de \$ 3.735 millones, así como el movimiento de tierra para la banca del ferrocarril por \$ 2.500 millones.
 - En mayo último se adjudicó el sub-contrato para la construcción de silos de almacenamiento de carbón e instalación de bandas transportadoras por \$ 600 millones.
 - En enero de 1983 se adjudicó igualmente el contrato de acero estructural requerido en el proyecto, en cuantía de US\$ 5.0 millones. Es importante, de otra parte, citar algunas cifras referentes a utilización de mano de obra nacional en el proyecto de la Zona Norte. De las 3.500 personas vinculadas directamente a INTERCOR y MORRISON KNUDSEN, el 25% está constituido por personal oriundo de la Guajira y el 46% procedente de la Costa Atlántica. Así mismo, los subcontratistas emplean unas 3.400 personas, las que en su inmensa mayoría son colombianas.

5. NUEVOS PROYECTOS

En enero pasado se autorizó a CARBOCOL para contratar la terminación de los estudios tendientes a ampliar la producción a 10 millones de toneladas/año en la Zona Central del Cerrejón.

Se adelanta también un estudio de prospección geológica para la Zona de San Jacinto.

Se ha impulsado la exploración y desarrollo carbonífero de las zonas de Cundinamarca y Boyacá, que son los departamentos tradicionalmente productores de este recurso.

En antioquia se concluyó la evaluación preliminar de las minas de Amagá, Venecia y Bolombolo, con miras a establecer el abastecimiento de una planta térmica de 150 MW.

Recientemente INGEOMINAS inició el estudio de prefactibilidad en el área de aporte contratada por PROCARBON DE OCCIDENTE. También se adelanta en el momento el programa de exploración para las áreas de Chiriguana, La Loma y Alto San Jorge.

Se vienen desarrollando conversaciones para la posible vinculación de las empresas CHARBONNAGES DE FRANCIA y AGIP CARBONE DE ITALIA, a nuevos proyectos carboníferos para el país.

En términos generales, los acuerdos hasta el momento son los siguientes:

- El Consorcio Extranjero correrá con todos los gastos requeridos para adelantar la prefactibilidad, sin que haya lugar a que tales fondos sean reembolsables por CARBOCOL, ni cargados al proyecto como capitalización de la Empresa Mixta que para el efecto se cree.
- Concluidos los estudios de factibilidad, el Consorcio y CARBOCOL acordarán las contraprestaciones y beneficios que les correspondan a CARBOCOL como titular del derecho a explorar y explotar el área objeto del proyecto.
- Se constituirá entonces una sociedad en la cual CARBOCOL, con sus entidades filiales o subsidiarias, participará con el 50% y el Consorcio con otro tanto.
- La producción será del orden de los 10 millones de toneladas al año y la sociedad deberá efectuar el montaje y construcción de toda la infraestructura minera y de transporte, con fondos suministrados también por el Consorcio en su totalidad y CARBOCOL le reembolsará única y exclusivamente con los

ingresos en dinero o en especie que derive del proyecto como accionista de la sociedad mixta.

- El Consorcio CHARBONNAGES/AGIP comprará el 100% del carbón producido a precio de mercado internacional y destinará por lo menos el 60% al consumo de Francia e Italia.

En los próximos días una comisión de las empresas extranjeras participantes en el Consorcio Visitará el país con el objeto de puntualizar en más detalle los anteriores puntos de acuerdo.

Existen en proceso de estructuración otros proyectos mineros por parte de la iniciativa privada nacional como el caso de Carbones del Caribe que aspira a entrar en producción en el próximo año y alcanzar volúmenes de 115.000 a 900.000 toneladas anuales, las cuales en su mayor parte se dedicarán al consumo interno en la industria del cemento de la Costa Atlántica y la Planta de Ferroníquel en el departamento de Córdoba.

6. PRODUCCION Y CONSUMO

El desarrollo de la industria del carbón en Colombia, ha tenido un comportamiento paralelo con sus usos y aplicaciones, provocando el establecimiento de mercados de índole estrictamente regional que responden más al suministro de la mediana y pequeña industria, que a una evaluación sostenida y enmarcada dentro de una estrategia que mire la utilización óptima de este recurso.

Aunque se observa un incremento progresivo en la producción en los últimos años, los niveles de demanda no han sido suficiente para estimular e incentivar el desenvolvimiento de una minería a escala y tecnificada, antes por el contrario, han proliferado los denominados "minifundios mineros" que son esencialmente agentes abastecedores en gran porcentaje de las distintas áreas consumidoras de este recurso mineral.

La siguiente presentación constituye apenas una hipótesis sobre la cual se pueden analizar labores de comprobación como son el Censo Nacional del Carbón y encuestas de consumo en los sectores industrial y residencial realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, CARBOCOL, ENE y otras entidades que buscan abolir la proliferación de datos referentes a este mineral.

El Ministerio ha calculado que en los últimos años la demanda de carbón en Colombia creció a un promedio anual del 5.7% debido a la política de sustitución, principalmente en los sectores de generación eléctrica y cementos, los cuales demandaron en 1981 el 21.2% y 9.6% del total nacional respectivamente.

En el plano regional los departamentos de Antioquia, Boyacá, Cundinamarca y Valle tienen una participación superior al 90% de la demanda, mientras que a nivel de empresas hay que destacar a Acerías Paz de Río, que en todos sus frentes de trabajo tuvo una participación con respecto a un mismo total del 11%.

La proyección de demanda se analiza en dos períodos así: el primero referido a los 83 - 85 cuando se espera un crecimiento promedio anual de 12.8% debido a la utilización intensiva de carbón que harán los sectores eléctrico, siderúrgico y la industria del cemento. Con esta etapa cabe resaltar el consumo de la Costa Atlántica en donde se prevén procesos sustitutivos en las Termoelectricas, montajes de nuevas plantas a base de carbón y utilización en las anteriores.

El segundo período de análisis comprende de 1986 a 1990 en el cual se calcula que el consumo total de carbón tan solo se incrementará a una tasa de 1.9% anual, como resultado de programas de sustitución cumplidos y aun uso más racional y eficiente del recurso.

La demanda de carbón en 1981 estuvo cercana a los 5 millones de toneladas.

Del consumo registrado en 1981, aproximadamente 2.6 millones de toneladas corresponden a 25 empresas y el resto a más de 600 microconsumidores y sector residencial.

Para 1981 se ha obtenido un precio de demanda ponderado cercano a \$ 1.400 por tonelada en sitio de consumo, observándose variaciones más o menos importantes por sectores de consumo y regiones. En términos generales el precio de mercado para el mineral oscila entre \$ 641 y \$ 2.520 por tonelada en ese año. Otro hecho para resaltar es que la minería del carbón generó el sector transporte ingresos superiores a los \$ 2.100 millones en 1981.

Las exportaciones de carbón y coque fueron de 122.425 toneladas y su costo de transporte fue de \$ 2.873; el transporte inter-regional movilizó 289.000 toneladas a un promedio de \$ 903 y el resto del consumo interno se estima tuvo un costo promedio de transporte de \$ 367 por tonelada. Se considera que la producción nacional del carbón ha atendido suficientemente la demanda interna e incluso se han presentado excedentes para la exportación, además se ha visto que algunos departamentos carboníferos como Caldas, Cauca, Norte de Santander y Valle deben concurrir a un mercado inter-regional para cubrir el déficit de producción que tienen y que en conjunto pueden superar las 280 mil toneladas. Otros como el Tolima, que no productor, pero sí consumidor acude a Cundinamarca para satisfacer su necesidad.

CUADRO 7
COMPARACION DE OFERTA Y DEMANDA FUTURA DE CARBON
(miles de toneladas)

Regiones	1985	1990
Zona Central*		
Producción	3.200	3.600
Demanda	3.921	4.071
Déficit	721	471
Zona Costa Atlántica		
Producción	2.600	20.600
Demanda	1.342	1.572
Déficit	(1.258)	(19.078)
Zona Santanderes		
Producción	410	410
Demanda	379	408
Déficit	(31)	(2)
Zona del Valle		
Producción	1.130	1.330
Demanda	1.191	1.339
Déficit	61	9
Zona Antioquia		
Producción	1.240	1.790
Demanda	1.079	1.312
Déficit	(161)	(478)
Excedente exportable nacional	785	19.078

* Incluyendo al Tolima

De acuerdo con las cifras expuestas en el Cuadro 7, se prevé un déficit de producción en el interior del país, que en 1985 podría superar las 700.000 toneladas, siendo por tanto necesario acelerar el desarrollo minero de Boyacá principalmente.

De igual manera se estima que el departamento del Valle seguirá con déficit de producción hasta después de 1985 y tan sólo alcanzará su autoabastecimiento en 1990.

La producción de carbón en Colombia en 1981 provino de unas 1.180 minas que generaron cerca de 23.500 empleos directos, con una productividad de 0.93 toneladas en promedio. Bajo el su-

puesto de que la mediana minería esté comprendida entre 1.000 y 35.000 toneladas, se podría concluir que la estructura de producción para Colombia es de un 55.4% de pequeña minería y el resto, un 44.6% en mediana minería.

CUADRO 8
EVOLUCION ESTIMADA DE LA DEMANDA¹ / DE CARBON EN
COLOMBIA
(Miles de Toneladas)

Sectores	1975	1981	1985
Coquización	662	464	1.195
Termoeléctricos	553	1.022	2.332
Cementos	447	657	1.687
Ladrilleros	340	487	542
Residencial	421	442	456
Otros	1.188	1.525	1.700
Total Demanda Interna	3.611	4.597	7.912

¹ / No involucra las pérdidas y el carbón no aprovechado.
FUENTE: Ministerio de Minas y Energía.

Los costos de producción para el carbón en Colombia dependen de la ubicación y formación de las reservas del mineral, así como también la capacidad y sistemas de extracción en las minas, estos factores establecen diferencias más o menos importantes en las regiones colombianas.

El costo promedio para la extracción de una tonelada de carbón en Colombia fue en 1981 de \$ 969. Se estima que los distintos factores productivos participan de la siguiente manera: mano de obra en un 42% y los insumos con un 17.3%. Los impuestos para el Fondo del Carbón apenas constituyeron en 1981 un 3.7%, mientras que los costos de capital, depreciación y agotamiento están estimados en un 34.8%. El 2.2% restante lo ocasionan contribuciones a Cooperativas e imprevistos.

En departamentos como Boyacá y Cundinamarca en donde predomina la pequeña minería, el costo de la mano de obra por tonelada de carbón en boca de mina fue en 1981 a \$ 393 en promedio y en Antioquia se estima que dicho costo fue del orden de \$ 430 por tonelada.

7. MERCADEO

En diciembre del año anterior CARBOCOL suscribió un contrato con la empresa Puerto Rican Cement para el suministro de

2.2 millones de toneladas/año en un período de 12 años, en desarrollo del cual se acaba de efectuar el primer despacho. Así mismo se suscribió una carta de intención con SHELL COAL INTERNATIONAL DE LONDRES, que prevé la formalización de un contrato de venta hasta por 1.0 millón de toneladas/año.

En mayo del corriente año CARBOCOL se presentó a una licitación en la República Dominicana para el suministro de 1.100 mil toneladas de carbón durante un período de 4 años. En este momento está pendiente la decisión de adjudicación.

El 90% de la producción del año 1983 en El Cerrejón Zona Central, ya está comprometida por contratos de venta.

8. ASPECTOS FINANCIEROS

Independientemente del proceso de capitalización que, como sociedad anónima, CARBOCOL ha venido cumpliendo dentro del programa previsto, mencionamos algunas operaciones de crédito, tanto externo como interno, recientemente adelantadas en orden a disponer de los recursos requeridos, especialmente para el Proyecto de la Zona Norte.

El 23 de diciembre de 1982 se celebró un empréstito con el Export Import Bank de Japón por 34.6 billones de yenes, para financiar compras a firmas japonesas.

El 11 de abril de 1983 se celebró un empréstito con el Export Credit Guarantee Department del Reino Unido, actuando el Lloyds Bank como Banco agente, por 100 millones de dólares. Este crédito financiará las compras realizadas en ese país.

Se obtuvo del Export Import Bank de Estados Unidos una oferta en firme para financiar compras en Estados Unidos hasta por 5 millones de dólares.

CARBOCOL obtuvo un crédito de 8 mil millones de pesos de PROEXPO en marzo de 1983, con destino al pago de bienes y servicios nacionales, en desarrollo de la política de colombianización de las compras que demanda el proyecto Cerrejón Zona Norte.

CARBOCOL obtuvo también varias líneas de crédito a corto plazo para atender diversos requerimientos del proyecto; entre otros, un crédito a corto plazo por 55 millones de dólares con el Manufacturing Hammoer Trust Co., y 30 millones de dólares con el Bank of America.

9. DESARROLLO REGIONAL

Dada la necesidad de coordinar con las agencias del Estado el desarrollo integral de las regiones que reciben el impacto de los

proyectos carboníferos de la Guajira, se han desarrollado importantes actividades, entre las cuales se destacan:

- Contrucción de un sector en la vía nacional Hato Nuevo-Cuestecitas - La Florida, obra cuyo valor ascendió a \$ 317.5 millones, igualmente se construyó otro sector de la misma vía con costo de \$ 30 millones.
- En el área de salud y con el objeto de brindar adecuada atención médica no sólo a los empleados del Proyecto y sus familiares, sino a la población nativa del área de influencia, se ha suscrito un convenio entre CARBOCOL-ISS y el Servicio de Salud de la Guajira por \$ 224 millones.
- Para impulsar el desarrollo de las comunidades indígenas, en coordinación con el INCORA y el Ministerio de Gobierno, se adelantan labores tendientes a la creación de resguardos en varios sitios de la Guajira.
- Con el objeto de que los municipios cercanos al Proyecto participen de los beneficios de infraestructura, especialmente en servicios públicos, se abrió una licitación para el estudio correspondiente que va a permitir identificar las necesidades y el costo que implica la ubicación en tales localidades de la fuerza laboral requerida por el Proyecto.

Finalmente, es también oportuno informar que se ha iniciado el pago de regalías por explotación de carbón al departamento de la Guajira y al municipio de Barrancas, en los términos de la Ley 61 de 1979 y que está próximo a terminarse el Plan de Desarrollo Departamental para enmarcar en él las diferentes acciones de CARBOCOL en la Guajira, anticipándose que las áreas de equipamiento urbano, promoción empresarial, capacitación de recursos humanos, transformación petroquímica serán las principales actividades de apoyo al desarrollo regional.

C. ENERGIA ELECTRICA

1. PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION

A finales de 1982, el Consejo Nacional de Política Económica y Social, decidió que "dada la magnitud de las inversiones del Sector Eléctrico y sus implicaciones económicas y sociales para el país, en adelante los programas de expansión del Sector deben contar con la aprobación del CONPES antes de su ejecución".

Tradicionalmente el Sector Eléctrico Colombiano venía trabajando con un crecimiento de la demanda del orden del 10% anual y una confiabilidad del 95% , para lo cual había elaborado un plan

de expansión de generación que cubría la entrada de plantas hasta 1991, basado en el ajuste de valores históricos. En el presente año, teniendo en cuenta el impacto recesivo y con la utilización de proyecciones calculadas mediante relaciones econométricas en los sectores residencial, comercial, industrial y oficial, que incluían variables como las de ingresos, crecimientos demográfico y tarifas fijas, se hizo la nueva simulación de expansión del Sistema Eléctrico conservando la confiabilidad del 95% , obteniéndose un crecimiento promedio de la demanda hasta el año 2.000 de 7.9% para un crecimiento promedio anual del ingreso nacional del 5.8% , estimado dentro de los programas de reactivación y consolidación de la economía.

Con base en lo anterior, se presentó al CONPES un nuevo plan de expansión, en el cual se estableció, a partir del proyecto Guavio, un año de avance con respecto a las fechas utilizadas en la simulación, para dar una holgura adecuada a las demoras administrativas y financieras, aprobándose en definitiva la siguiente secuencia de proyectos:

CUADRO No. 9

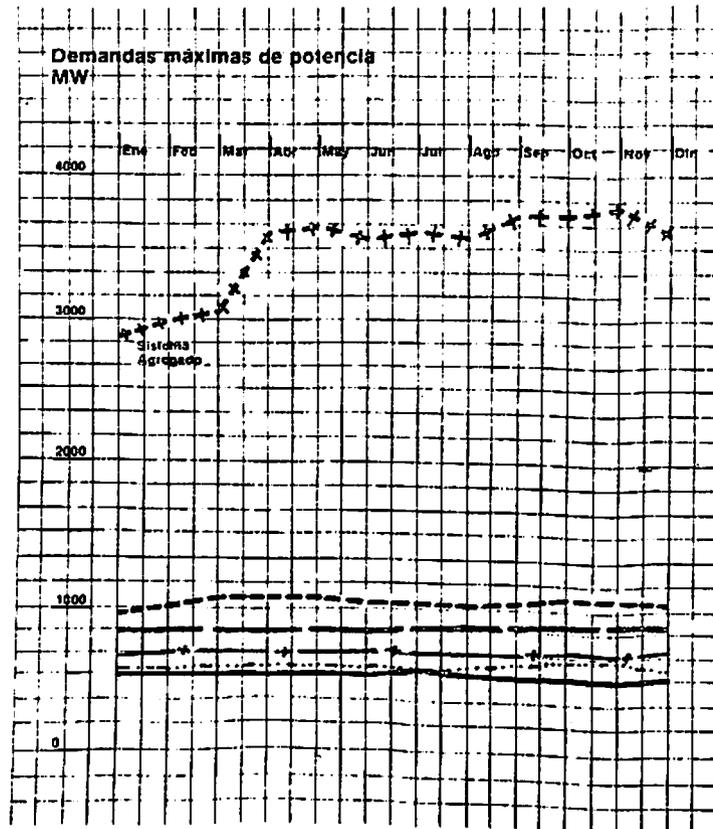
PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICA

Planta	Capacidad (MW)	Clase	Fecha entrada Operación
Termo Guajira	170	T	Junio 1983
Termo Barranca IV	32	T	Julio 1983
Termo Zipa V	66	T	Diciembre 1983
San Carlos I	620	H	Febrero 1984
Paraíso-La Guaca	600	H	Marzo 1984
Termo Tasajero	150	T	Julio 1984
Salvajina	270	H	Diciembre 1984
Jaguas	170	H	Febrero 1985
San Carlos II	620	H	Febrero 1985
Calderas	15	H	Marzo 1985
Guadalupe IV	213	H	Abril 1985
Termo Guajira II	170	H	Julio 1985
Betania	500	H	Abril 1986
Playas 200	H		Junio 1987
Guavio	1.000	H	Octubre 1989
Riogrande II	358	H	Abril 1990
Calima III	240	H	Octubre 1990
Miel I	384	H	Abril 1991
Urrá	1.200	H	Octubre 1991
Cañafisto	1.500	H	Abril 1993
Miel II	351	H	Octubre 1995

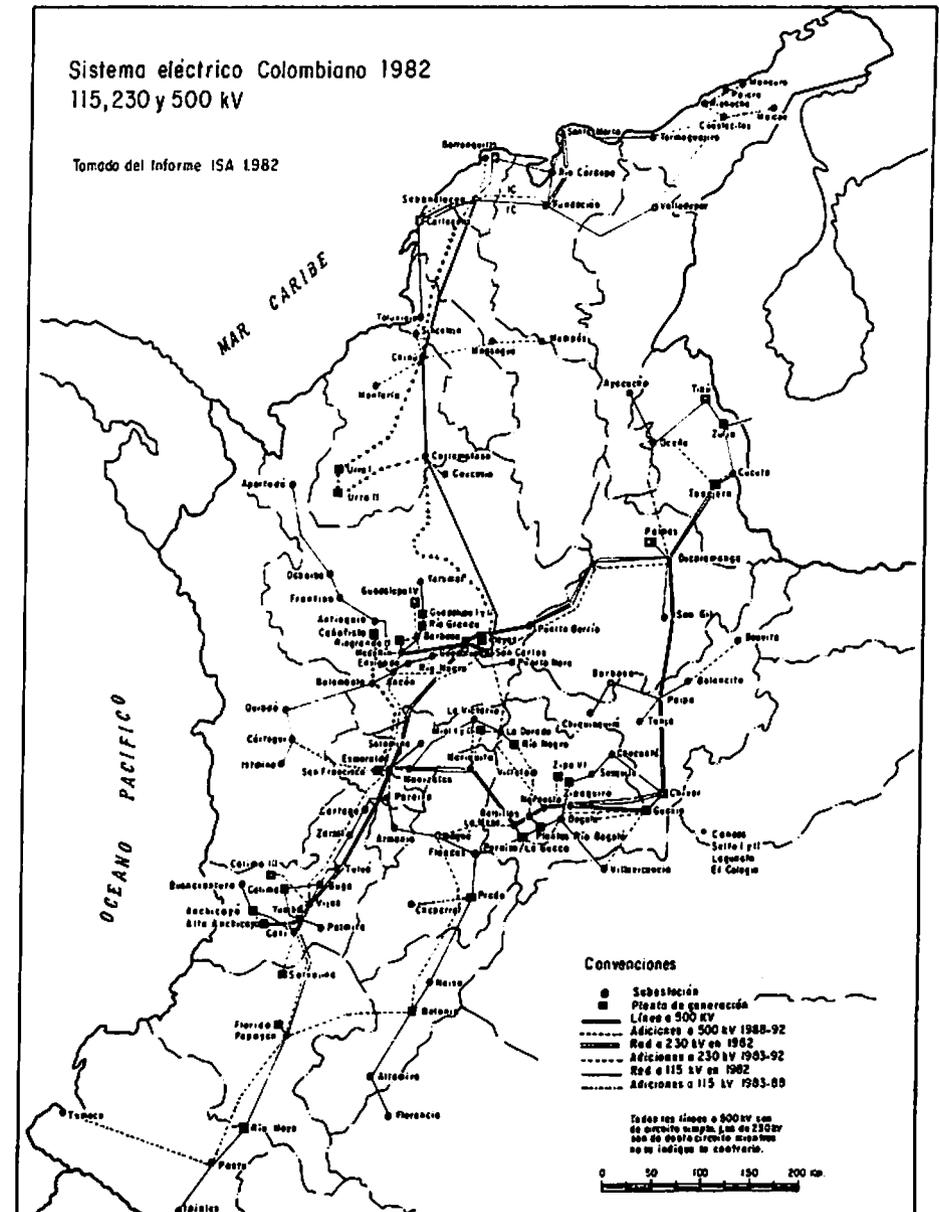
Datos Operativos

A continuación aparecen algunos datos significativos del sistema colombiano, por primera vez totalmente integrado, durante el año de 1982.

• Crecimiento demanda potencia	16.5%
• Crecimiento demanda energía	9.2%
• Generación total - GWh	21.299
• Demanda máxima - MW	3.793
• Generación ISA - GWh	3.726
• Intercambios totales - GWh	5.839
• Generación hidráulica - GWh	14.902
• Generación térmica - GWh	6.397
• Valor intercambios - \$ millones	8.492
• Valor generación ISA - \$ millones	6.467



Tomado del Informe ISA 1982



Con este nuevo plan de generación, que incorpora previsiones realistas sobre el comportamiento de la actividad económica, las inversiones que el Sector Eléctrico debe realizar entre 1983 y 1986, se redujeron de \$650 a \$450 mil millones, lo cual disminuye a su vez la presión sobre los incrementos tarifarios y requerimientos de endeudamiento.

Adicionalmente a las plantas mencionadas, se aprobaron tres proyectos termoeléctricos de 150 MW cada uno, localizados en las zonas de Amagá, Zipaquirá y Cartagena, que son considerados como apoyo de firmeza al sistema y para cuya ejecución se buscará formas no tradicionales de financiamiento.

Con este nuevo plan de expansión Colombia contará en 1995 con 13.780 MW instalados, de los cuales 11.680 MW serán hidráulicos y 2.100 MW térmicos, pasando de una participación en 1983 del 67% hídrico y 33% térmico, a tener en 1995 un componente hidráulico del 85%, sin contar con las 3 adiciones térmicas que se iniciarán dentro del actual gobierno.

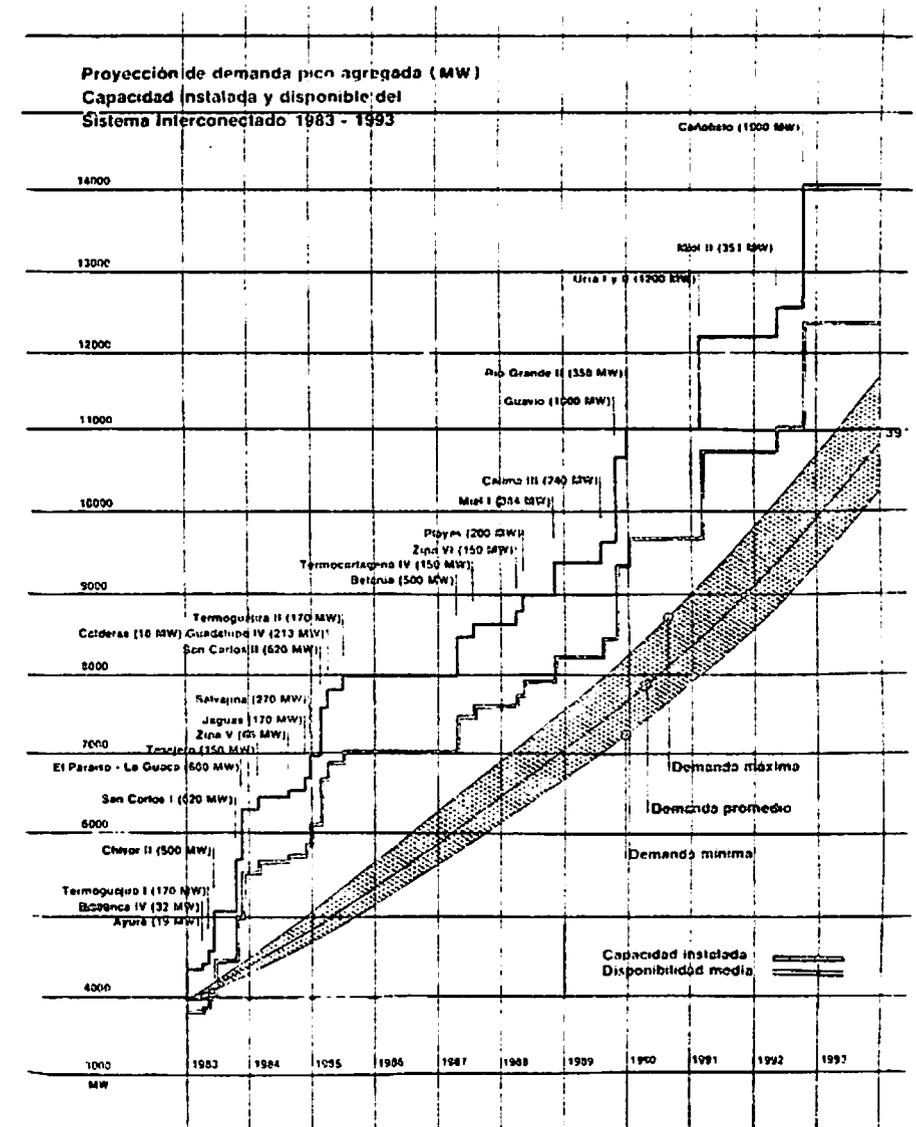
Es importante destacar que en el Departamento de Antioquia se construirán 3.696 MW, equivalentes al 42.7% del incremento de la capacidad instalada hasta 1995; en Cundinamarca se construirán 3 proyectos 1.666 MW equivalentes al 19.2%; en la Guajira un proyecto 170 MW equivalente al 2%; en Norte de Santander uno 150 MW correspondiente al 1.7%; en Cauca uno 270 MW equivalente al 3.1%; en Huila 500 MW para un 5.8%; en el Valle uno de 240 MW para un 2.8%, en Caldas dos 735 MW para un 8.5% y en Córdoba uno 1.200 MW equivalentes al 13.8%. Esta localización debe considerarse dentro de los beneficios nacionales del sistema interconectado.

Es conveniente anotar, que de cumplirse con las fechas señaladas con esta secuencia de proyectos, sin holguras, es posible cubrir una demanda del 8.5%, la cual es superior al prevista y, por lo tanto, reduce el riesgo de racionamiento y da flexibilidad para responder a una mayor dinámica de la economía.

Adicionalmente, el CONPES dentro de sus análisis y recomendaciones, enfatizó la importancia de construir lo más rápidamente posible el segundo circuito de interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país.

2. SITUACION FINANCIERA

En vista de la difícil situación financiera que atraviesa el Sector Eléctrico Colombiano, se presentó el 8 de noviembre de 1982, un documento al Consejo Nacional de Política Económica y Social -CONPES-, en el cual se analizó la situación financiera del Sector Eléctrico durante los años 1983-1984.



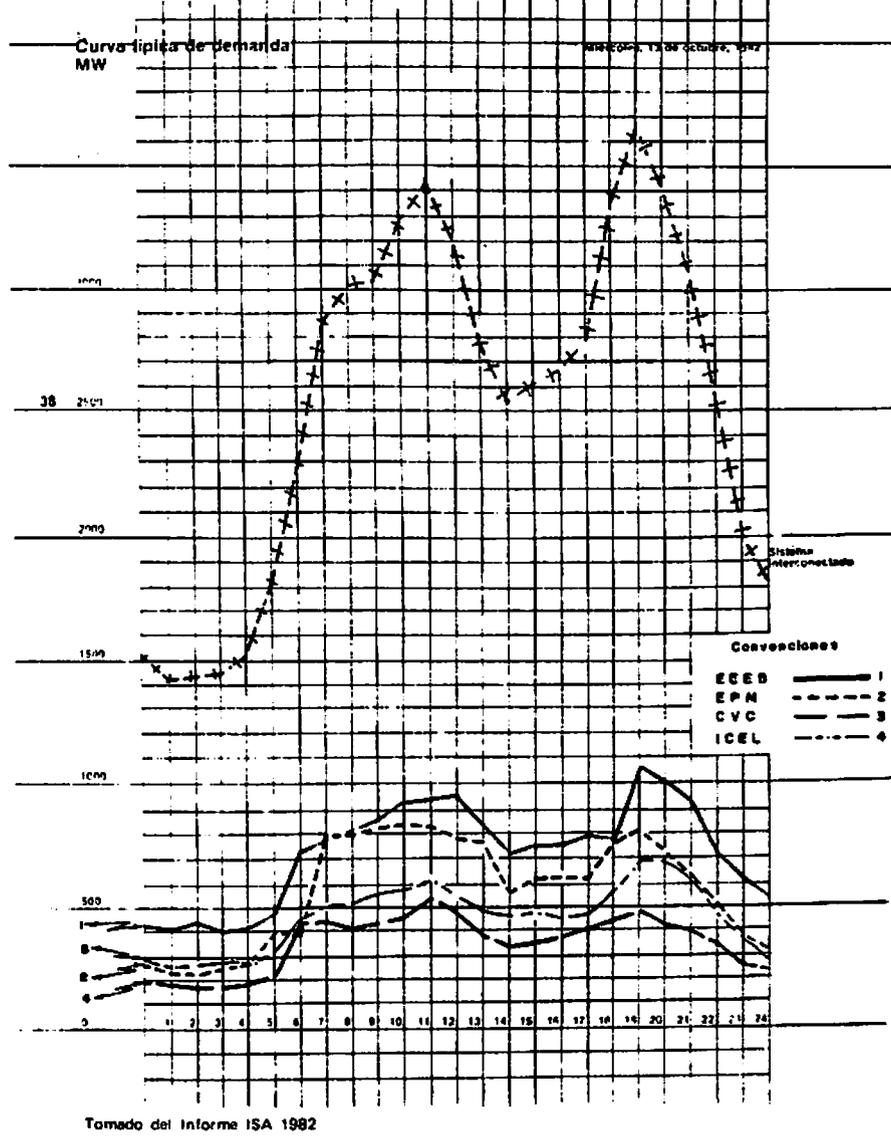
CUADRO 10

DEFICIT CONSOLIDADO DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO^{1/}

1983 - 1984
(Millones de \$)

	1983			1984		
	M. E.	M. L.	TOTAL	M. E.	M. L.	TOTAL
FUENTES:						
Generación Interna de Fondos	—	48.407.6	48.407.6	—	73.460.3	73.460.3
Crédito externo contratado	46.578.4	—	46.587.4	34.582.7	—	34.582.7
Presupuesto interno contrato	—	2.665.3	2.665.3	—	1.396.4	1.396.4
Presupuesto Nacional básico	—	6.834.1	6.834.1	—	7.317.9	7.317.9
Otras Fuentes	—	3.003	3.003.0	—	3.333.1	3.333.1
TOTAL FUENTES	46.587.4	60.910.0	107.497.4	34.582.7	85.507.7	120.090.4
USOS						
Inversión	51.249.5	62.326.3	113.575.8	52.695.1	76.432.3	129.127.4
Servicio de Deuda	—	51.289.5	51.289.5	—	64.066.4	64.066.4
Otros Egresos	—	11.158.3	11.158.3	—	6.251.4	6.251.4
TOTAL USOS	51.249.5	124.774.1	176.023.6	52.695.1	146.750.1	199.445.2
DEFICIT TOTAL	4.662.1	63.864.1	68.526.2	18.112.4	61.242.4	79.354.8

1/ El análisis incluye las siguientes entidades: ISA, EEEB, EPM, CVC, ICEL, CORELCA y las Electricificadoras



En dicho documento, se estableció que el déficit para el año de 1983 era de \$ 64.000 millones en moneda nacional y de \$ 5.000 millones en moneda extranjera y, en 1984 el faltante era del orden de los \$ 61.000 millones y de \$ 18.000 millones en moneda local y extranjera, respectivamente (ver Cuadro 20).

En vista de esta situación, se presentó una propuesta para cubrir el faltante financiero de Sector en los dos próximos años, buscando combinar el apoyo del Gobierno mediante apropiaciones adicionales del Presupuesto Nacional a ICEL y CORELCA, con financiamiento externo y el esfuerzo que el Sector debe hacer para racionalizar su gasto y captar recursos de ahorro interno; adoptando el CONPES las siguientes recomendaciones:

- Financiar el faltante del Sector durante los años 1983-1984, de la siguiente manera:

	(Millones de \$)	
	<u>1983</u>	<u>1984</u>
a. Presupuesto Nacional Adicional	6.744	7.556
b. Reducción en el gasto	6.523	7.479
c. Reducción de pérdidas de energía	886	1.236
d. Crédito Interno		
- Financiera Eléctrica Nacional	13.414	17.983
- Fondos Financiero Industrial	3.075	3.750
- Directo	764	2.253
e. Crédito Externo		
- Faltante Externo	4.662	18.112
- Faltante interno para cubrir gastos de divisas (refinanciación de deuda)	29.717	23.610
TOTAL	<u>65.782</u>	<u>82.179</u>
Faltante por financiar	2.741	2.098

- A fin de que la Financiera Eléctrica Nacional esté en condiciones de financiar la parte de déficit que se le ha asignado, se la dotó de los siguientes mecanismos:

- 1) 4% del incremento de los CDT (cifra que se destinaba al Sector Eléctrico a través del FDE.)

- ii) Posibilidad de que en sus operaciones de redescuento actúe con los mismos márgenes con que operan los fondos del Banco de la República.
 - iii) Cupo de liquidez en el Banco de la República.
 - iv) Exención tributaria a los papeles de mediano y largo plazo que emita, en el caso en que la Comisión Fiscal así lo apruebe.
 - v) Participación en el mercado de capitales en las mismas condiciones en que lo hacen los demás intermediarios financieros.
- Reducir los niveles de gastos de operación, de inversión y de pérdidas de energía en las empresas de tal manera que se obtengan economías de por lo menos \$7.409 millones y \$8.715 millones en 1983 y 1984, respectivamente.
 - Aplicar estructuras tarifarias que, a la vez que sean compatibles con la política de nivelación enunciada por el Gobierno y con el propósito de proteger las clases menos favorecidas, sean suficientes para financiar el faltante del Sector en moneda local.
 - Contratar créditos externos para cubrir el faltante en moneda externa de la inversión y para refinanciar el 100% del servicio de la deuda externa en 1983 y el 51.1% de la misma en 1984 (incluidos los costos financieros de la solución del déficit en 1983). Los créditos externos sugeridos en la recomendación se debe empezar a negociar de inmediato, con el fin de que las condiciones del financiamiento se ajusten a la naturaleza de las inversiones y se evite tener que acudir a los denominados créditos puente que encarecen la financiación.
 - Dada la magnitud de las inversiones del Sector Eléctrico y sus implicaciones económicas y sociales para el país, en adelante los programas de expansión del sector deben contar con la aprobación del CONPES antes de su ejecución.
 - Puesto que el nivel de pérdidas de energía eléctrica es elevado (20% de la energía generada), las empresas deberán acometer acciones para disminuirlas, como una alternativa menos costosa que la de contruir nuevas centrales para aumentar la energía disponible. En particular, para 1983 y 1984 se pide a las empresas cumplir la meta de reducir esas pérdidas por lo menos un 1% a nivel nacional.

Con base en las anteriores decisiones, se presentó al CONPES el nuevo Plan de Expansión ya mencionado, en el que se puede observar que se desplazaron las fechas de entrada en operación de los proyectos, lo que lleva a que se desplacen las inversiones y se disminuya el déficit.

3. FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL -FEN-

En lo que se refiere a la FEN, es conveniente destacar que el pasado 20 de abril, lanzó los Certificados Eléctricos Valorizables -CEV- a través de las Bolsas de Valores de Bogotá, Medellín y Occidente, captando durante los primeros cuarenta días la importante suma de \$5.100 millones.

CUADRO 11

PROYECTOS INCLUIDOS EN LOS CUPOS DE CREDITO
APROBADOS POR LA -FEN-

(\$ Millones)
Junio 27 de 1983

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA - ICEL

PROYECTO	\$ Millones
1. Aportes a la Central Hidroeléctrica de Betania S. A. para financiar la participación del ICEL en el proyecto Betania	1.221
2. Financiación de aportes a ISA por suscripción de títulos de participación en derechos de energía y potencia	900
3. Central termoeléctrica de Tasajero	255
4. Plan de expansión del sistema de transmisión del ICEL	562
- Línea Yumbo - Popayán	30
- Línea Betania - Popayán	101
- Línea Popayán - Pasto	210
- Línea La Mesa - Ibagué	65
- Línea Barbosa-Cimitarra	75
- Línea Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta	11
- Alambroón de aluminio	70
5. Subestaciones	170
- Subestación Popayán (San Bernardino)	59
- Subestación Mariquita (San Felipe)	20
- Subestación Cúcuta (San Mateo)	60
- Subestación Ibagué (Miro lindo)	31
6. Centro de Control y Comunicaciones	30
7. Plan Nacional de Electrificación Rural	567
TOTAL ICEL	3.705

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA - CORELCA

PROYECTO	\$ Millones
1. Central Térmica de Cerrejón I y Subestaciones asociadas	631
2. Central Térmica de Cerrejón II y Subestación asociada	268
3. Desarrollo hidroeléctrico del Alto Sinú (Proyectos Urrá I y Urrá II)	500
4. Ampliación generación eléctrica San Andrés	61
5. Ampliación centro de control y despacho de carga	105
6. Proyecto Córdoba - Sucre y Sur de Bolívar	266
7. Línea Termocerrejón - Cuestecita	137
8. Línea Cerromatoso Urrá I, Urrá II - Subestaciones Urrá I y Urrá II	42
9. Ampliación Subestación Termocartagena	12
10. Ampliación Subestación Río Córdoba	33
11. Subestación Cuestecita	283
12. Ampliación Subestación Valledupar	18
TOTAL CORELCA	2.316

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA - CVC

PROYECTO	\$ Millones
1. Financiación de aportes a ISA por concepto de suscripción de acciones y títulos de participación en derechos de energía y potencia	1.901
2. Salvajina	600
TOTAL CVC	2.501

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA - EEEB

PROYECTO	\$ Millones
1. Financiación de aportes a ISA por suscripción de títulos de participación en derechos de energía y potencia	269
2. Proyecto Mesitas	600
3. Proyecto hidroeléctrico del Guavio	600
TOTAL EEEB	1.469

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN - EPM

PROYECTO	\$ Millones
1. Proyecto hidroeléctrico de Playas	400
2. Línea de transmisión	225
— Línea de empalme Subestación San Diego a línea Miraflores-Guayabal	15
— Línea de 220 KV Guadalupe IV - Barbosa	70
— Línea a 220 KV Miraflores-Ancón Sur	45
— Línea 110 KV Cerromatoso-Caucasia	35
— Línea Subestación Guatapé-Río Claro	30
— Línea Barbosa - San Vicente	10
— Otras menores	20
3. Subestaciones	225
— Subestación Guayabal	6
— Subestación Ancón Sur	12
— Subestación Girardota	20
— Subestación San Diego	50
— Subestación Caldas	20
— Subestación Córdoba	12
— Subestación Oriente	46
— Subestación Cauca	19
— Subestación Guatapé	32
— Subestación Nuevo Peñol	4
— Subestación Castilla	3
— Otras	1
4. Programa de distribución dentro del Valle de Aburrá	100
TOTAL EPM	<u>950</u>

INTERCONEXION ELECTRICA S.A. - ISA

PROYECTO	\$ Millones
1. Desviaciones Chivor	567.5
2. San Carlos I	632.9
3. San Carlos II y Calderas	1.325.6
4. Jaguas	836.2
5. Termozipa V	9.5
6. Telecomunicaciones y Control	10.9
7. Estudio	135.4

— Factibilidad Fonce-Suárez	50.9	
— Geología y sismología Alto Caquetá y Putumayo	32.8	
— Factibilidad térmica 500 MW	40.8	
— Geología y sismología Alto Arauca y Río Mira	10.9	
TOTAL ISA		<u>3.518.0</u>

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. - CHEC

PROYECTO	\$ Millones
1. Proyecto hidroeléctrico La Miel I	121
2. Líneas de transmisión	260
3. Programa de distribución	60
TOTAL CHEC	<u>441</u>
GRAN TOTAL	<u><u>14.900</u></u>

Hasta el mes de junio del presente año, la FEN con base en los recursos disponibles, ha asignado cupos de créditos hasta por \$ 14.900 millones, que se distribuirán en la forma descrita en el Cuadro 11.

De esta manera, la FEN ha logrado consolidarse dentro del actual Gobierno, como una institución seria y eficiente cumpliendo con las diversas metas asignadas por el CONPES y respondiendo a las expectativas que se habían creado a su alrededor, para contribuir a solucionar los problemas del financiamiento interno del sector Eléctrico, como organismo bandera en el área minero-energética.

4. POLITICA TARIFARIA

El Gobierno Nacional decidió llevar a cabo una política de unificación tarifaria, la cual se ha iniciado parcialmente (a partir del 1o. de enero del presente año), para los consumos realizado hasta el rango de 400 KWH/mes, estableciéndose unas tarifas de referencia para cada uno de los rangos de consumo, con base en las tarifas y en el número de suscriptores de la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, excluyendo a la EEEB, EMCALI y EPM.

A través de esta unificación parcial se busca beneficiar a los consumidores de menores ingresos, que representan aproximadamente el 67% de los suscriptores de todo el país.

En dicha política se establecieron las siguientes tarifas de referencia para cada uno de los rangos inferiores a 400KWH/mes:

Rango (KWH/mes)	Tarifa de Referencia Aprobada
0 - 100	1.70
101 - 200	2.15
201 - 300	2.69
301 - 400	3.07

Dentro de las acciones a seguir para lograr la mencionada unificación, se destacan las siguientes:

- Las empresas que tengan tarifas residenciales por encima de las tarifas de referencia, debían ajustar sus tarifas a las de la referencia a más tardar en el mes de junio de 1983. Estableciéndose que el proceso de ajuste de cada empresa dependerá de sus condiciones particulares, mediante reducciones mensuales o en forma inmediata.
- Las empresas que en algunos o en la totalidad de los rangos de consumo objeto de unificación, tengan tarifas inferiores a las de referencia, seguirán aplicando las tarifas autorizadas por la Junta Nacional de Tarifas (esto es, las tarifas aplicadas en diciembre de 1982, reajustadas en un porcentaje que no debe sobrepasar la tasa de incremento mensual autorizada), hasta alcanzar las tarifas de referencia. A partir de dicho momento, seguirán la evolución de las tarifas de referencia.
- En la totalidad de las empresas, los consumos residenciales superiores a 400 KWH/mes y los de otros sectores de consumo se facturarán a partir de enero de 1983, a las tarifas vigentes. Esto es, a las tarifas aplicadas en el mes de diciembre de 1982, incrementadas en un porcentaje que no debe sobrepasar a la tasa de reajuste mensual autorizado por la Junta Nacional de Tarifas, según resolución vigente.

Como continuación de la anterior política, se está llevando a cabo el estudio complementario de unificación tarifaria con base en criterios homogéneos para calcular una estructura de referencia consistente con los planes de expansión y operación a mínimo costo del sistema colombiano, análisis de implicaciones institucionales, regionales y sociales resultantes de la aplicación de una estructura tarifaria única nacional para el servicio de energía eléctrica y, presentación de alternativas de acción a seguir.

La decisión de unificar tarifas es lógica consecuencia de la interconexión del sistema eléctrico colombiano, por sus efectos sobre la estructura de costos, asignación de recursos y distribución del financiamiento entre las diferentes regiones del país.

5. APLICACIONES DE LA LEY 56 de 1981

A mediados del mes de julio de 1982, se dictó por parte del Gobierno Nacional, el Decreto No. 2024, "por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 56 de 1981" en cuanto a obras para generación de energía eléctrica.

Con este instrumento legal, el Ministerio de Minas y Energía ha venido dictando las medidas que ponen en marcha los mecanismos generadores de recursos que previó la Ley, en cuanto a la fijación del precio unitario del KWH para ventas en bloque a que hace referencia el artículo 12 de la misma Ley. Este dispone que el 4% del valor de las ventas de energía liquidadas a la tarifa mencionada, deben destinarse en forma exclusiva y por partes iguales a la reforestación y protección de los recursos naturales en la hoya hidrográfica respectiva de las plantas hidroeléctricas y protección del medio ambiente en los municipios de ubicación de las plantas y en las regiones productoras del combustible en el caso de las termoeléctricas, de una parte, y para programas de electrificación rural con prioridad en las zonas descritas anteriormente, de otra parte.

El 20 de enero de 1983, se dictó la resolución 026, aplicable a las ventas de energía efectuadas entre el 5 de octubre, fecha de entrada en vigencia de la Ley 56, y el 31 de diciembre de 1981. En ella básicamente se señaló una metodología para determinar el valor de KWH.

Posteriormente, el 30 de junio de 1983, se expidió la resolución No. 01428, aplicable a las ventajas de energía efectuadas entre el 1o. de enero y el 31 de diciembre de 1982. En ella se señala para las plantas mayores de 10MW de propiedad de ISA, ICEL y EPM, el valor del KWH para ventas en bloque en un peso y para las plantas de propiedad de entidades diferentes a las anteriores, un peso con veinte centavos (\$ 1.20). Se calcula que por este concepto el sector eléctricocolombiano debe invertir durante 1983, según mandato de la Ley, una suma aproximada a los \$930 millones, los cuales deberán ser destinados en partes iguales para protección ambiental y electrificación rural.

Como el Artículo 7o. de la Ley dice que, las entidades propietarias de las obras para generación de energía eléctrica podrán ser gravadas con el impuesto de industria y comercio sobre la capacidad eléctrica instalada y el Artículo 13 del reglamento señala que el Ministerio de Minas y Energía debe fijar mediante resolución la capacidad instalada, el 10 de mayo de 1983, se expidió la resolución No. 0863 "por la cual se fija la capacidad instalada de las plantas de generación de energía eléctrica". Corresponde al Gobierno Nacional fijar mediante decreto, la proporción de este impuesto, que deba distribuirse entre los diferentes municipios afectados en donde se realicen las obras.

El cumplimiento del Artículo 10 de la Ley, el cual señala que para cada proyecto debe integrarse una comisión de tres miembros, un representante de la entidad propietaria del proyecto, un segundo miembro, representante del Instituto Geográfico Agustín Codazzi y un tercero, representante de los propietarios de los predios afectados, el cual es elegido democráticamente según mecanismos de la misma ley, comisión que tiene como función elaborar un manual con los valores unitarios que sirvan de base para liquidar los inventarios de los bienes que habrán de afectarse con la obra, el Ministerio de Minas y Energía ha dictado varias resoluciones, facultando a las Gobernaciones para dar posesión a la comisión en algunos casos, y en otros, expidiendo la resolución por la cual se señala la remuneración mensual a que tiene derecho el representante de los propietarios de los predios afectados por el proyecto, cantidad que debe ser consignada por la entidad propietaria de la obra en el Ministerio de Minas y Energía o por delegación en la respectiva Gobernación.

Cabe señalar que, los frutos de esta Ley tan reciente aún, están en proceso. De todas maneras, se espera que se produzcan las compensaciones y beneficios a los municipios a los cuales los grandes centros urbanos consumidores de energía les usufructúan sus recursos, además de establecer una importante fuente de financiamiento para la protección ambiental, electrificación rural y fortalecimiento de los fiscos municipales.

6. PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL

Dentro de claras y prioritarias directrices del Gobierno Nacional, las empresas del Sector Eléctrico han venido diseñando y realizando programas de electrificación para zonas apartadas, que aunque no son atractivos económicamente, sí tienen un alto contenido social.

Además de la cuantiosas y constantes inversiones que se deben hacer, tanto en generación, transmisión, subtransmisión y distribución para el suministro de la electricidad a los grandes centros de consumo, vale la pena resaltar algunos programas para zonas alejadas de los mismos, los cuales reducen el desplazamiento del campo a la ciudad.

- El plan de pequeñas centrales hidroeléctricas del ICEL: Mocoa, Tame, Yopal-Aguazul, Altaquer (Nariño) y Bahía Solano que tendrá una capacidad total de 16.100KW y una inversión cercana a los \$4.350 millones.
- Adicionalmente se adelanta gestiones con la República Popular China, para la financiación de equipo electromecánico para 60 pequeñas centrales a un costo estimado de \$6.500 millones.

- En desarrollo de la Ley de Amnistía, se elaboró un plan para Antioquia, Santander, Tolima, Huila y Caquetá e Intendencias de Arauca y Putumayo con una inversión en 1983 de \$ 1.030 millones.
- Para la electrificación del Magdalena Medio, ya se han iniciado y se acometerán obras en su primera etapa, por valor de \$349 millones, para los Territorios Nacionales y se tiene presupuestado hacer obras por valor de \$240 millones de los cuales ya se han invertido cerca de \$95 millones.
- En cuanto a electrificación rural, el ICEL, en los 15 Departamentos y en Intendencias y Comisariás, espera para diciembre de este año, electrificar unas 53.000 viviendas adicionales.
- Con motivo de la celebración del Bicentenario del Natalicio del Libertador, se adelantaron algunas obras como la Microcentral de Pisba con capacidad de 60 KW y una inversión de \$20 millones. Junto con otros estudios y programas, se invertirán en la Ruta del Libertador para 1983 y 1984 aproximadamente, \$2.400 millones.
- CORELCA en la Costa Atlántica para los programas de electrificación rural, a mayo de 1983, tenía legalizados contratos por \$1,600 millones y pendientes de legalizar \$1.900 millones, o sea en total un equivalente al 56 del presupuesto de inversión (\$6.200 millones).

7. DESARROLLO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA A PEQUEÑA ESCALA

Dado el objetivo de diversificar los recursos para la generación de energía eléctrica con opciones tales como la geotermia, solar, biomasa y eólica y las de pequeñas Centrales Hidroeléctricas entre otras, se han venido ponderando las ventajas relativas y las posibilidades prácticas de desarrollo de cada una de estas alternativas, necesarias para garantizar un suministro confiable y económico de electricidad al medio rural y comunidades aisladas. Estas por su situación geográfica y debido a la reducida magnitud de los consumos locales, no hacen económico extender las redes nacionales, exigiendo el uso de fuentes alternas o proyectos no tradicionales.

El Gobierno Nacional ha otorgado prioridad a la tarea de dotar de este servicio eléctrico a la población rural, lo que permitirá aumentar la producción agropecuaria, alentar el desarrollo de pequeñas industrias y establecimientos comerciales y, en resumen, aplicar criterios de equidad que contribuyan a satisfacer el bienestar de grupos hasta ahora marginados.

Dentro de este propósito, se adelantan por intermedio de ICEL, CORELCA y CVC estudios, diseños y elaboración de los pliegos de licitación para la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas.

En cuanto a los trabajos desarrollados por la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, en el segundo semestre de 1982, concluyeron los estudios de prefactibilidad del desarrollo hidroeléctrico de la Sierra Nevada que, para facilidad de la ejecución, se dividió en dos zonas, Nororiental - Suroriental, derivándose de su evaluación un total de 889 MW distribuidos en los siguientes Proyectos:

Zona Occidental	MW	Zona Nororiental y Zona Suroriental	MW
Frío	70	Guatapurí	32
El Sevilla	64	Buriticá	22
Aracataca y Tucurinca	456	Don Diego	23
Fundación y Ariguaní	200	San Agustín	22

De acuerdo con los análisis previos, se detectó que, al menos desde el punto de vista eléctrico, algunos proyectos con buena capacidad instalada no podrían competir con otros que se encuentran en el plan de generación, debido a sus costos por KW instalado, considerándose por tanto que este informe servirá de base para suministrar información a la misión de Cooperación Técnica de la República Federal Alemana que viene desarrollando el estudio para encontrar nuevas fuentes de energía no convencionales en toda la Costa. Al mismo tiempo, se decidió continuar con los estudios de factibilidad y diseño, de pequeños centros de hidroelectricidad de aprovechamiento múltiple, orientados integralmente a las necesidades agroindustriales y de agua potable en la zona de estudios.

Por su parte, la Corporación Autónoma Regional del Cauca cuenta con un inventario preliminar para la instalación de 95 pequeñas centrales hidroeléctricas con capacidades que oscilan entre 20 KW y 1.000 KW, con un total de 17.000 KW, esperándose en los próximos seis meses iniciar los primeros estudios a nivel de factibilidad.

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica adelanta gestiones con el BID con el fin de lograr la financiación para la construcción de pequeñas Centrales hidroeléctricas en el Putumayo, Chocó, Casanare, Nariño y Arauca, con un total de 16.100 KW distribuido en los siguientes proyectos:

Nombre	Capacidad KW	Tipo de Turbina
Altaquer (Nariño)	2.000	Pelton
Tame (Arauca)	2.000	Francis
Yopal - Aguazul (I)	1.600	Francis
Casanare	9.300	Francis
Mocoa (I) (Putumayo)		

bahía Solano

Nuquí (I) (Choco)

1.200

Pelton

Estos proyectos que serán construidos durante el actual período gubernamental, requerirán de una inversión cercana a los \$4.350 millones.

Adicionalmente se contemplan la construcción de tres pequeñas hidroeléctricas como parte del plan de electricidad para la paz, las cuales comprenden un total de 20.500 KW, repartidos en San Pedro (Cauca) 20.000 KW; Santa Rosa (Cauca) 250 KW y Argelia (Cauca) 250 KW, los cuales tendrán un costo de aproximadamente \$ 3.260 millones. Este programa se llevará a cabo entre 1983 y 1986.

Como complemento a estos programas, el ICEL viene adelantando gestiones con la República Popular China para la financiación de equipos electromecánicos para el montaje de 60 pequeñas centrales, dentro de las cuales, en orden de importancia, resaltan las de Gachetá (Cundinamarca), Nevado (Boyacá) y la ampliación del Río Negro (Cundinamarca). El costo de la inversión en todas las 60 microcentrales se estima en \$6.500 millones. La negociación se espera hacer bajo la modalidad de contratos paralelos, ya que la modalidad de trueque presenta para este caso, impedimentos de tipo legal. Se está a la espera para finales de julio del presente año, de una comisión de la República Popular China para determinar qué productos por un valor exactamente igual a las compras que efectúe Colombia a dicho país, debe comprometer la contraparte para la firma de los contratos.

D. HIDROCARBUROS

1. INTRODUCCION

El abastecimiento de petróleo continúa siendo un problema coyuntural para el país, no obstante la disminución en los precios internacionales, al pasar de 34 a 29 dólares el barril y la recuperación que ha presentado la producción interna en 1982, de un 6.0% respecto al año inmediatamente anterior.

El alivio observado en el costo de las importaciones por la baja de los precios internacionales del petróleo, ha sido compensado parcialmente por el menor estímulo en la actividad exploratoria, la cual fue en 1982 inferior a la del año 81, cuando se alcanzó la cifra récord de 100 pozos. Sin embargo la actividad exploratoria de desarrollo se vio favorecida con 40 pozos adicionales al comparar los mismos años, por ser un tanto más independiente de las fluctuaciones internacionales de los precios del petróleo.

Con el fin de atenuar el impacto negativo de la menor rentabilidad para la inversión exploratoria extranjera originada en la estabilización internacional de precios, el ahorro de divisas que obtiene el país con los menores precios esperados por importaciones, se orientó a financiar el nuevo Fondo de Exploración de Petróleo en ECOPETROL, adicionado con parte de las utilidades de esta empresa, que permitirá aumentar su exploración directa y por lo tanto compensar a su vez la disminución agregada del ritmo exploratorio.

Como complemento a la anterior medida de política, la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, por medio de la Resolución No. 61 de 1983, fijó nuevos niveles de precios al productor para el gas natural que se descubra a partir de la fecha de la misma, medida que consulta en alguna forma los riesgos y costos y permite incentivar la exploración de este recurso. Dicho nivel de precios se estableció en US\$2 y US\$ 2.20 por cada millar de pies cúbicos dependiendo del área en que se trabaje.

La suma de todos estos esfuerzos, junto con el apoyo decidido que se le ha dado al sistema de la asociación, permiten una alta probabilidad de que el país, en el transcurso de la presente década, logre el autoabastecimiento de hidrocarburos y por tanto, un balance equilibrado en cuanto al suministro interno de este recurso.

Pero un razonable optimismo de toda la problemática de este sector debe tener en cuenta el incremento en la demanda que por los distintos derivados del petróleo requiere el desarrollo del país, y para cuyo control se ha continuado prioritariamente utilizando una política de precios cada vez más realista que incentive el ahorro, el uso racional y una sustitución que conduzca a resolver la irracionalidad de consumir en mayor proporción la fuente energética de la que menos reserva se poseen.

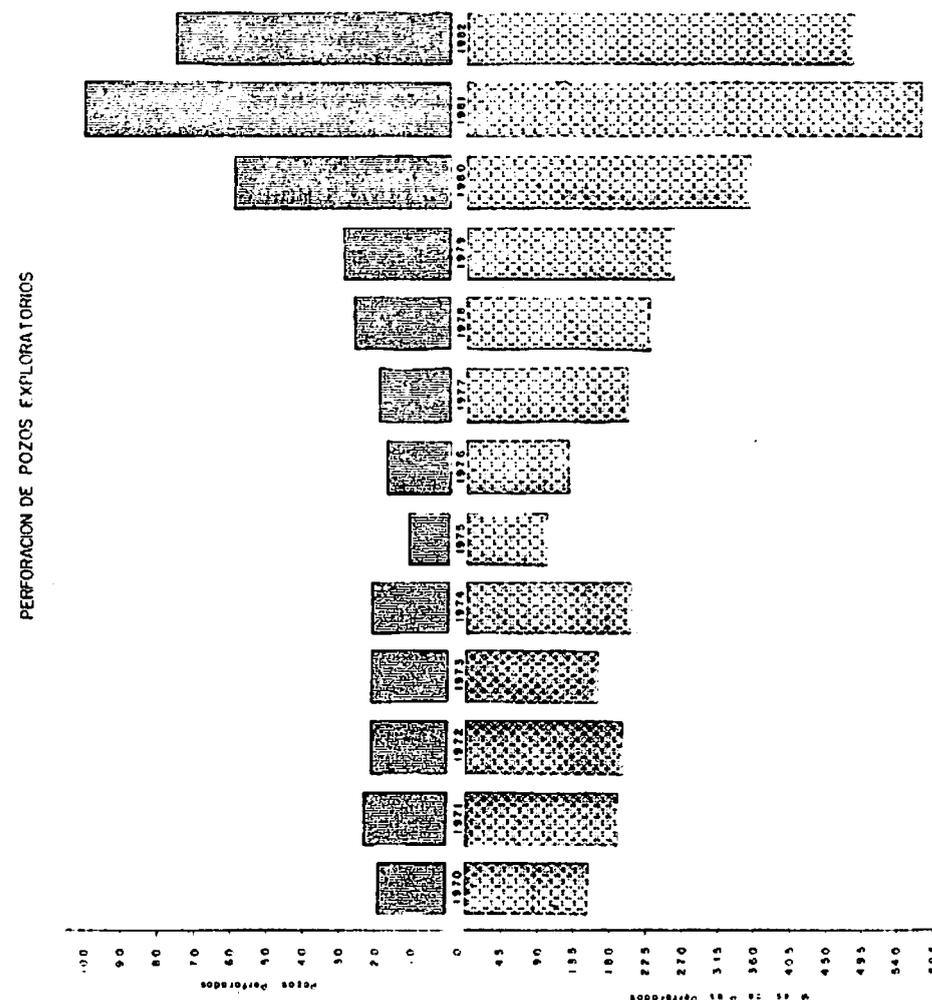
Dentro de este contexto debe advertirse el consumo de gasolina motor, que alcanzó en 1982 un aumento del 2.2%, inferior al 3.8% registrado en 1981. El resto de derivados presentó un crecimiento acorde con el histórico y se situó en 4.7%.

Los esfuerzos anteriores se han empezado a complementar con la iniciación de estudios que conduzcan a identificar los ahorros potenciales y las respectivas medidas de conservación para lograrlos de manera efectiva en los principales sectores insumidores de energía.

2. PETROLEO

a) Exploración, reservas y contratos de asociación.

La exploración petrolera nacional sintió los efectos de la recesión de la industria petrolera a nivel mundial, principalmente por la baja de los precios del petróleo



La exploración general desarrollada en el país es conveniente dividirla en aquella que se realiza para buscar la comprobación de nuevas reservas y la que se realiza para desarrollar las que ya han sido identificadas. La primera es la exploración propiamente dicha y la segunda es la exploración de desarrollo.

Exploración: Durante 1982 la exploración superficial fue de 6.800 km de perfil sísmico aproximadamente, cifra que es un 38% inferior a la efectuada en 1981 y la más baja de los últimos seis años. Dado que esta exploración es básica para la localización de pozos exploratorios, es fácil prever la consiguiente desaceleración en el ritmo exploratorio de los años siguientes.

La exploración con taladro igualmente se vio disminuida en 25 pozos exploratorios, lo que a su vez llevó a una disminución del 15% en el número de pies perforados al comparar el año de 1982 con 1981. De esta actividad 12 pozos correspondieron a ECOPE-TROL y 63 a las compañías asociadas para lo cual la Empresa Estatal perforó 104.8 miles de pies y 371.3 por parte de sus socios.

De especial importancia es el hecho de que en 1982 no se realizó actividad exploratoria en áreas de concesión, indicando probablemente el inicio de la declinación operativa de este sistema.

De la actividad exploratoria efectuada por ECOPE-TROL se obtuvo la extensión del área petrolífera de algunos yacimientos en los diferentes distritos de producción, y de la efectuada por Asociación se obtuvo el descubrimiento de los campos Barquereña, Sardinias y Cravo Sur. El primero fue declarado comercial y los otros se encuentran en evaluación.

Desarrollo: Durante el año de 1982 se perforaron 151 pozos de desarrollo para un total de 803.1 miles de pies perforados. De éstos, 51 fueron de ECOPE-TROL con 318.4 miles de pies, 59 de Asociación con 212.5 miles de pies, y los restantes 41 pozos en áreas de concesión con 272.2 miles de pies.

La perforación de desarrollo se incrementó en 35% respecto al año 1981, registrando la mayor actividad histórica como consecuencia de los incentivos otorgados por el Gobierno Nacional en la legislación de precios de crudos nuevos e incrementales, para aumentar la extracción de petróleo no sólo en yacimientos nuevos sino en aquellos que se encuentren en franca declinación.

La inversión en perforación de desarrollo efectuada por ECOPE-TROL y sus Asociadas ascendió a 101.1 millones de dólares en 1982, duplicando el guarismo de 1981 (49.4 millones de dólares), confirmando la exitosa política de optimización de los campos existentes.

Reservas: Las reservas nacionales recuperables de hidrocarburos a diciembre 31 de 1982, son de aproximadamente 555 millones de barriles de petróleo crudo y 4034 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En petróleo crudo, el 45% de las reservas corresponde a la operación directa de ECOPE-TROL, el 29% al sistema de asociación y el restante 26% a áreas en concesión.

Si a las reservas directas de ECOPE-TROL se le suma la participación en Asociación, sus reservas se incrementan al 61.5% en petróleo y 56.1% del gas natural nacional.

En el Cuadro 12 se puede apreciar la magnitud de las inversiones efectuadas en exploración y desarrollo, tanto por ECOPE-TROL como por sus compañías asociadas.

Contratos de Asociación: En Colombia, el Contrato de Asociación es asimilable a uno de riesgo en su etapa exploratoria y a un Contrato de Operación Conjunta en su etapa de desarrollo, con regalías totales del 20% y participación igualitaria de la producción entre ECOPE-TROL y la Compañía Asociada.

A diciembre 31 de 1982 estaban vigentes 37 contratos de Asociación, con una extensión aproximada de 10.3 millones de hectáreas. De ellos tres se encontraban en período de explotación, tres en exploración-explotación, uno en explotación bajo la modalidad sólo-riesgo, dos en evaluación y veintiocho en exploración.

Bajo el sistema de asociación, en el año 1982 entraron en vigencia ocho nuevos contratos con extensión de 2.400.909 hectáreas y se terminaron doce de los firmados en años anteriores con extensión de 2.085.886 hectáreas. Además, se firmó un contrato de 78.914 hectáreas, cuya vigencia se inició en enero 1o. de 1983.

En cumplimiento de los compromisos sobre devolución de áreas en 1982, fueron entregadas a ECOPE-TROL 1.213.268 hectáreas correspondientes a cinco compañías Asociadas.

Dentro de los contratos de asociación que se encuentran vigentes, el 51.4% están localizados en la cuenca de los Llanos Orientales, la cual actualmente presenta las mayores expectativas de hallazgo.

Las inversiones acumuladas a diciembre 31 de 1982, efectuadas desde comienzos de la pasada década, tanto en la exploración como en la explotación de las áreas bajo contratos de asociación, alcanzan la suma de 1.062.1 millones de dólares, de los cuales el 91.7% corresponden a erogaciones de las compañías Asociadas y 8.3% a inversiones de ECOPE-TROL.

CUADRO 12

INVERSIONES EN EXPLORACION Y DESARROLLO 1977-1982

	(Millones de Dólares)					
	1977	1978	1979	1980	1981	1982
ECOPETROL (1)						
Exploración Superficial	4.5	7.0	10.0	6.9	9.9	9.1
Perforación Exploratoria	7.3	12.7	21.7	21.9	40.1	41.5
Perforación Desarrollo	16.7	24.4	24.4	32.6	34.4	65.0
Sub-total	28.5	44.1	56.1	61.4	84.4	115.6
ASOCIACION						
Exploración Superficial	10.7	12.0	18.4	17.8	51.2	37.6
Perforación Exploratoria	18.4	39.8	80.0	135.6	171.5	193.4
Perforación Desarrollo	11.3	18.0	20.4	14.6	15.0	36.1
Sub-total	40.4	69.8	127.8	168.0	237.7	267.1
TOTAL						
Exploración Superficial	15.2	19.0	28.4	24.7	61.1	46.7
Perforación Exploratoria	25.7	52.5	110.7	157.5	211.6	234.9
Perforación Desarrollo	28.0	42.4	44.8	47.2	49.4	101.1
Total	68.9	113.9	183.9	229.4	322.1	382.7

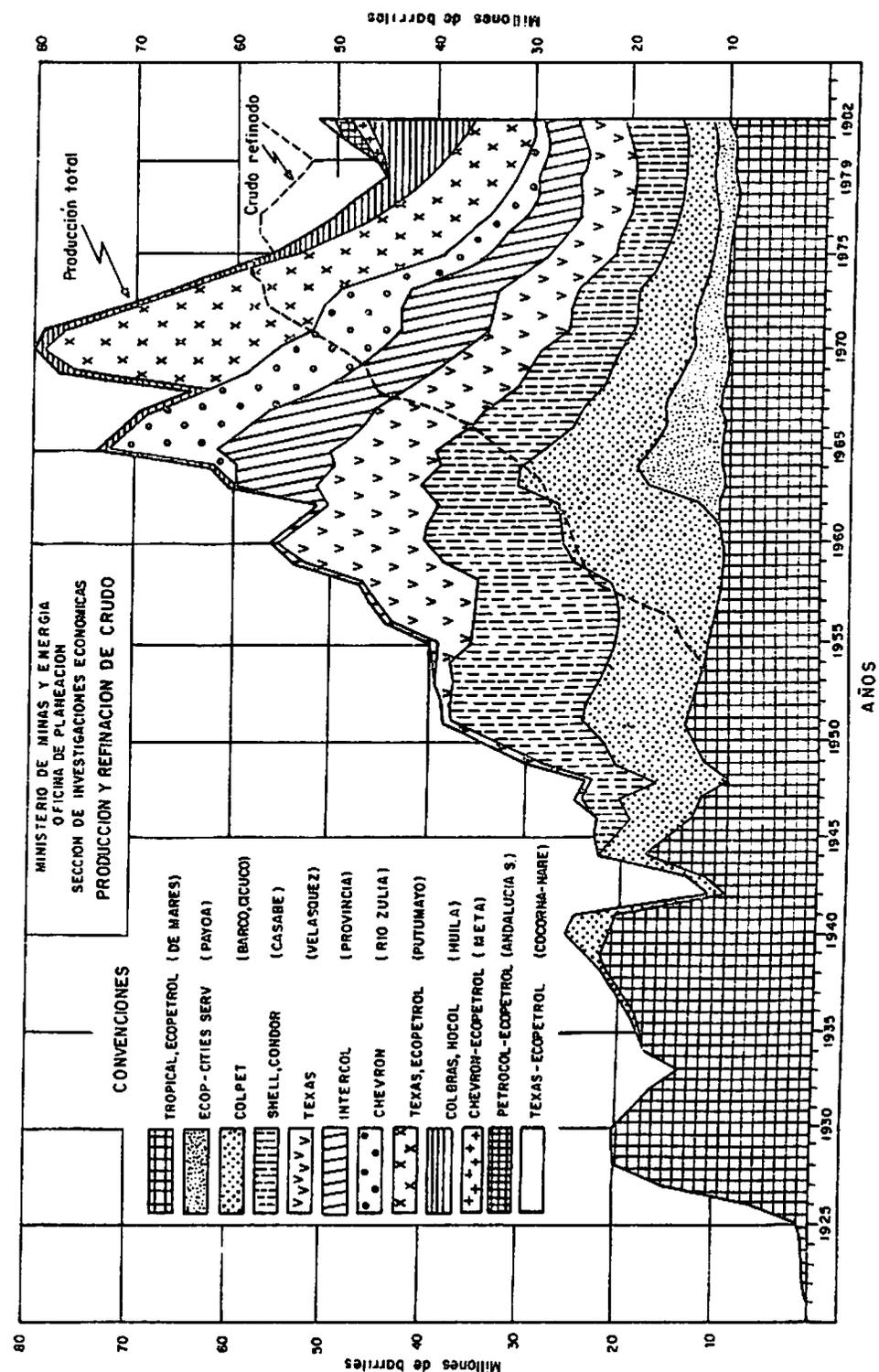
(1) Incluye inversiones en operación asociada.

Como resultado de estas inversiones, las compañías Asociadas han encontrado a diciembre 31 de 1982, reservas recuperables de 175 millones de barriles de petróleo crudo y 3.578.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

b) Producción y Refinación.

Por tercer año consecutivo, la producción total de petróleo crudo continuó incrementándose, no sólo como consecuencia de la incorporación de nuevos campos, sino de los esfuerzos e incentivos para mejorar la producción de los existentes.

El país produjo un total de 141.820 barriles diarios de petróleo crudo durante el año de 1982, guarismo superior en 6 al año anterior cuando la producción nacional promedió 133.842 barriles diarios. Dentro de esta tendencia creciente, en junio de 1983 se habían superado ya los 150.000 barriles.



Producción Ecopetrol: La empresa explota directamente todos aquellos campos correspondientes a antiguas concesiones pertenecientes a compañías petroleras internacionales que, por expiración en el tiempo legalmente contratado, han revertido a la Nación. Explota además, algunos yacimientos que como el de Apiay han sido fruto de su actividad exploratoria directa.

La producción diaria de ECOPEPETROL en 1982 fue del 48%, cifra muy similar a la del año anterior, por cuanto disminuyó sólo en un 3%.

La incorporación de la producción del campo Apiay desde mediados del año 1982 que aportó un promedio de 829 barriles diarios, sumado a los volúmenes de recuperación secundaria en Casabe y a las permanentes labores de mantenimiento y limpieza de pozos en todos los campos operados por ECOPEPETROL, hicieron factible el sostenimiento en su nivel de producción que de otra forma hubiera continuado su declinación natural cercana al 8%.

Producción en Asociación: Como resultado de la actividad exploratoria efectuada en Colombia a través de los contratos de asociación de empresas petroleras con ECOPEPETROL, desde principios de la década de los 70 se han descubierto campos cuya producción se comparte entre los socios. Aquella porción, después de regalías, correspondiente a la empresa petrolera asociada, es adquirida actualmente por ECOPEPETROL a precios equivalentes a los del mercado internacional CIF puerto colombiano.

La producción diaria en asociación fue del 14.3% durante 1982, superada en 9.2% respecto a 1981.

Este aumento obedeció a la iniciación de la extracción comercial del crudo Cocorná en la Asociación con Texas, cuya producción promedió 1.501 barriles diarios en 1982. Además, el crudo Andalucía en la Asociación con PETROCOL cuya producción comercial se inició en 1981, incrementó en 500 barriles diarios su entrega durante 1982.

Producción en Concesión: Todas aquellas compañías petroleras que tenían concesiones vigentes con anterioridad al Decreto 2310 de 1974 que dió por terminado dicho sistema, continúan la operación normal de sus campos hasta la finalización de su período de concesión.

Durante 1982, la producción diaria de petróleo en concesión ascendió al 41.7% superior al 39.8% observado en el año anterior. Dicho aumento es imputable principalmente a los campos Dina y Tello, donde se continúan desarrollando las reservas descubiertas en esas concesiones.

En el Cuadro 13 se puede observar cómo ha venido variando la producción de petróleo en los últimos años, tanto por campos como por el sistema bajo el cual se realiza.

Refinación: En armonía con el objetivo fundamental de ECOPEPETROL cual es el suministro normal, oportuno y económico de hidrocarburos al país, las refinerías colombianas aportan un volumen importante de productos derivados que no son suficientes para abastecer las necesidades, lo cual hace indispensable la importación de productos.

Igual que en años anteriores, continuaron los incentivos económicos para importar gasolina motor y derivados, en lugar de elaborarlos mediante el procesamiento de cantidades incrementales de crudo importado en las refinerías nacionales.

Por esta razón, aunque la capacidad de diseño de las refinerías colombianas se acercaba a los 200.000 barriles diarios, la carga total durante 1982 únicamente contabilizó 165.300 barriles diarios, inferior en 3.0% a los 170.200 barriles diarios procesados durante 1981.

La materia prima procesada en 1982 por las refinerías del país, provino de 139.800 barriles diarios de crudos nacionales, 20.700 de crudo importado y 4.800 de gasóleos importados e ingredientes.

La Refinería de Barrancabermeja procesó 116.500 barriles diarios, equivalentes al 70% del total nacional; la de Cartagena 31.500 y las de Tibú, Orito, La Dorada, El Guamo y Plato conjuntamente, los restantes 7.200 barriles diarios para un total de 165.300 barriles diarios procesados en 1982.

Esta relación seguramente variará en los próximos años a consecuencia de la expansión efectuada a la Refinería de Cartagena para el procesamiento de 70.000 barriles diarios de petróleo crudo.

El procesamiento de las materias primas en las refinerías del país, se distinguió por la disminución en los rendimientos de productos blancos, mientras los productos negros presentaron un aumento sustancial. Este hecho se explica por el procesamiento de crudos cada vez más pesados como el Cocorná, Dina y Apiay.

En el Cuadro 14 se puede observar la variación durante los últimos años tanto la producción de la carga a las refinerías como el procesamiento por refinerías.

CUADRO 13

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS 1980 - 1982
(Miles de Barriles/día)

EMPRESA - AREA	1980	1981	1982	Variación 82 - 81 %
Ecopetrol De Mares	25.9	25.8	27.0	4.7
Cicuco	1.7	1.4	1.3	(7.1)
Apiay	—	—	0.8	—
Ligia	—	—	—	—
Barco	7.4	6.5	6.1	(6.1)
Orito	17.5	15.7	14.3	(8.9)
Acaé	1.4	1.5	1.4	(6.7)
San Miguel	0.4	0.4	0.3	(25.0)
Churuyaco	1.0	1.0	1.2	20.0
Yondó	5.1	4.9	5.1	4.1
Cantagallo	0.9	0.9	0.8	(11.1)
San Pablo	9.1	9.9	9.3	(6.1)
La Cristalina	0.3	0.4	0.3	(25.0)
Total Ecopetrol	70.7	68.4	67.9	(0.7)
Asociación Payoa *	5.8	6.2	6.6	6.5
Terra Resources (25-68)	1.2	0.9	1.0	11.1
Castilla	2.7	3.6	3.3	(8.3)
Andalucía	—	1.7	2.3	35.3
Nare	—	—	—	—
Cocorná	—	—	1.5	—
Arauca	—	—	0.3	—
Total Asociación	9.7	12.4	15.0	21.0
Concesión P.P.Guaguaquí-				
Terán	6.0	5.8	5.5	(5.2)
Palagua	4.7	4.5	4.6	2.2
Tetuán	0.6	0.5	0.5	—
Ermitaño	0.2	0.2	0.1	(50.0)
Tisquierama	0.6	0.5	0.5	—
Cocorná	1.0	2.3	3.4	47.8
Totumal	—	—	—	—
El Conchal	1.0	0.8	0.7	(12.5)
El Roble	6.8	6.7	6.4	(4.5)
El Limón	2.1	1.9	2.2	15.8
Neiva	9.6	14.0	18.8	34.3
Carnicerías	2.0	0.2	0.2	—
Tello	7.3	11.0	12.6	14.5
Zulia	4.6	4.6	3.4	(26.1)
Total Concesión	44.7	53.0	58.9	11.1
Total Nacional	125.1	133.8	141.8	6.0

*Contrato Especial.

CUADRO 14

CARGA TOTAL A LAS REFINERIAS
(Miles de barriles por día)

Año	Crudo Nacional	Crudo Importado	Derivados	Total
1979	124.2	24.9	13.2	162.3
1980	125.7	20.2	25.9	171.8
1981	132.0	20.5	17.7	170.2
1982	139.8	20.7	4.8	165.3

PROCESAMIENTO POR REFINERIAS
(Miles de barriles por día)

Año	Barrancabermeja	Cartagena	Otras*	Total
Diseño	140.0	50.0*	16.0	206.0
1979	109.5	42.7	10.1	162.3
1980	121.5	38.2	12.0	171.7
1981	126.4	35.4	8.5	170.3
1982	126.5	31.5	7.2	165.2

* Tibú, Orito, La Dorada, El Guamo y Plato.

** A partir de 1983: 70.000 barriles diarios.

c) Consumo de Derivados.

ECOPETROL abasteció adecuadamente el mercado nacional de todos los hidrocarburos a lo largo del año 1982, a precios que en términos reales fueron ligeramente inferiores a los del año anterior.

Productos Blancos: Bajo esta denominación se agrupan los combustibles utilizados para el transporte terrestre, aéreo, férreo y fluvial como son la gasolina motor regular y extra, el turbocombustible, la gasolina de aviación y gran parte del ACPM. Agrupa también los combustibles líquidos utilizados para consumo doméstico (como el propano, el cocinol y el querosene) y los combustibles livianos industriales, como la bencina industrial.

El crecimiento en la demanda de productos blancos durante 1982 fue de 1.4% respecto a 1981, y su discriminación por grupos de combustibles donde pueden presentarse sustituciones es la siguiente:

	Variación (1982/1981)
Gasolina (regular y extra)	2.2
Turbocombustibles y Gasolina Aviación	—
ACPM y Querosene	—
Gas Propano, Bencina y Cocinol	5.6

Productos Petroquímicos y Especiales: ECOPETROL suministra al mercado nacional algunos productos petroquímicos como los aromáticos (benceno, tolueno, ortoxileno, xilenos mezclados y ciclohexano), los alquilbencenos 12 y 13, las bases lubricantes, las parafinas y el azufre, asfaltos, lubricantes, alquitrán aromático y ácido nafténico.

El incremento más notorio se presenta en el azufre, como consecuencia de la normalización de la producción en la nueva Planta de Azufre del Complejo Industrial de Barrancabermeja.

En adición a los productos antes mencionados, ECOPETROL, a través de su filial Poliolefinas Colombianas S.A., suministró al mercado nacional 42.816 toneladas de polietileno de baja densidad durante el año 1982.

La variación de los consumos en los últimos tres años de los principales derivados del petróleo, se pueden observar en el Cuadro 15.

CUADRO 15
CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES*
(Miles de Barriles)

Producto	1980	1981	1982
Gasolina motor	26.977	28.012	28.634
Gasolina Aviación	357	379	376
Bencina y nafta	1.801	2.025	2.032
Querosene	2.580	2.528	2.140
Diesel ACPM	9.415	9.774	10.124
Fuel Oil	5.581	4.607	4.450
GLP	2.724	2.733	3.021

* Incluye consumos en refinería y termoeléctricas.

d) Comercio Exterior

El panorama favorable a los compradores internacionales de hidrocarburos, iniciado en el año 1982, influyó ventajosamente en el comercio exterior de ECOPETROL.

Por la mayor disponibilidad de crudos producidos en el país, las importaciones de petróleos y derivados efectuadas en 1982, disminuyeron 2.0 % en volumen respecto a 1981 y su valor total en dólares se redujo en 3.0%, con precios promedios unitarios de importación que también sufrieron una rebaja de 1.3% en dólares con referencia al año anterior 1981.

En contraste, las exportaciones de ECOPETROL durante 1982 aumentaron 15.2 % en volumen y 7.5 % su valor total en dólares con referencia a 1981, no obstante sus precios promedios unitarios de colocación en los mercados internacionales se redujeron en 7.2 %.

Como consecuencia de las menores importaciones y mayores exportaciones, la balanza comercial de ECOPETROL disminuyó su déficit en 10.9 % durante 1982, con respecto al año anterior.

CUADRO 16
VOLUMEN Y VALOR DE LAS IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES
(Miles de dólares y miles de barriles)

	Valor 1981	Volumen 1981	Valor 1982	Volumen 1982
A. IMPORTACIONES				
Crudo	266.475.2	7.714.0	249.047.0	7.326.7
Gasolina Motor	222.331.1	5.557.0	352.949.4	9.327.6
Gasóleo de vacío	147.534.2	4.047.4	27.216.6	738.0
Gasóleo Atmosférico	46.658.8	1.421.0	23.799.6	717.9
ACPM	—	—	9.945.0	249.0
Total Importaciones	682.999.3	18.739.4	662.957.6	18.359.2
B. EXPORTACIONES				
Combustible	266.351.6	10.369.2	283.876.9	11.900.0
Parafina	2.408.6	31.6	1.664.6	25.1
Acido Naf.	230.7	1.7	513.6	3.5
Benceno	2.061.8	29.2	5.370.4	90.0
Total Exportaciones	271.052.7	10.431.7	291.425.5	12.018.6
C. BALANCE (A-B)	411.946	8.307.7	371.532.1	6.340.6

Importaciones: El volumen de hidrocarburos importados por ECOPETROL durante 1982 totalizó 18.359.200 barriles, cantidad que es inferior en 2.0 % a los 18.739.400 barriles importados en 1981.

A pesar de que el país dispuso de capacidad para procesar volúmenes adicionales de petróleo crudo, sólo se importaron los 20 mil barriles diarios procedentes de Venezuela, en razón a que las comparaciones de precios internacionales presentaron ventajas económicas para cubrir los faltantes de importación con derivados en lugar de petróleo crudo. Entre estos derivados los mayores volúmenes correspondieron a la gasolina regular, gasóleos y ACPM.

El precio CIF promedio unitario de las importaciones realizadas en 1982 fue de 36.19 dólares por barril, nivel inferior en 1.3% al de 36.67 logrado en 1981. El hidrocarburo que mayor fluctuación presentó fue la gasolina motor regular, cuyo precio CIF de importación se redujo en 5.7% para colocarse a un promedio de 37.94 dólares por barril.

En 1982, las erogaciones de ECOPETROL por concepto de hidrocarburos contabilizaron 663 millones de dólares, valor que comparado con el de 683 millones de dólares correspondientes a 1981, arroja una disminución de 3.0%.

Exportaciones: Durante 1982 ECOPETROL aumentó su volumen de exportaciones a una cifra récord de 12.018.600 barriles, superior en 15.2% al de 10.431.700 barriles logrado en 1981.

En el Cuadro 16 se puede observar el desenvolvimiento que ha tenido el comercio exterior en los dos últimos años en lo que a volumen y valor de las importaciones y exportaciones se refiere así como su respectivo balance neto.

El consumo interno de combustibles es en cierto grado elástico a su precio, razón por la que el Gobierno Nacional ha tratado de mantener una estructura de precios que en términos reales se mantenga, desestimulando así los consumos superfluos y por ende las altas tasas de crecimiento.

En el Cuadro 17 se indica la evolución de los precios al público de la gasolina motor regular en los cuatro últimos años, precio que es similar al del ACPM y el querosene, y sirve de directriz para la fijación de los precios nacionales de los restantes hidrocarburos.

Aunque en pesos corrientes se presenta un sustancial aumento de precios del 235% al pasar de 20.00 pesos por galón en marzo de 1979 a 67.00 en diciembre de 1982, deflactando a pesos constantes de marzo de 1979 el incremento real solo sería del 44.3%.

Considerando el período octubre 1980, diciembre 1982, los precios reales de la gasolina motor regular, ACPM y querosene, se han mantenido prácticamente constantes.

En términos de dólares por galón, dichos precios se duplicaron al ser reajustados desde un equivalente de 0.48 dólares por galón en marzo de 1979 a 0.96 en diciembre de 1982.

CUADRO 17

EVOLUCION PRECIOS AL PUBLICO DE GASOLINA REGULAR*

	1979 Marzo	1979 Julio	1980 Mayo	1980 Octub.	1981 Dic.	1981 Dic.
Tipo de Cambio e Inflación						
Tasa de cambio oficial (peso por US.Dólar)	41.78	42.74	46.41	49.22	58.66	69.63
Indice total de precios al consumidor (Dic./78 = 100)	109.51	117.35	146.14	156.54	204.99	254.25
Precio al Público por Galón						
En pesos corrientes	20.00	26.00	34.00	44.00	55.00	67.00
En pesos constantes de marzo 1979	20.00	24.26	25.48	30.78	29.38	28.86
En US. Dólares Ctes.	0.48	0.61	0.73	0.89	0.94	0.96

* El precio al público de la gasolina regular es igual al del ACPM y Querosene, desde mayo de 1980.

e) Transporte.

El transporte de refinados y crudos se realizó de acuerdo a las necesidades del abastecimiento colombiano, por lo métodos usuales de los oleoductos, marítimo, fluvial y terrestre.

Transporte por Oleoductos: Se transportaron 44.820.000 barriles de productos refinados y 10.147.000 barriles de crudos, equivalentes a 21.200 barriles/día-kilómetro, cifra superior en 17% a la de 1981.

La red nacional de oleoductos en operación a diciembre 31 de 1982, totalizó 7.533 kilómetros, con un incremento del 15% sobre la cifra reportada para 1981. ECOPETROL opera el 61% de esta red y las compañías privadas el otro 39%. La discriminación por usos de los oleoductos es la siguiente:

Transporte Fluvial: Por el río Magdalena, en las rutas que conectan a Barrancabermeja con Cartagena, Barranquilla y Cicuco, durante 1982 ECOPETROL realizó la movilización fluvial de 6.711.500 barriles de hidrocarburos, superando en 5.6% el volumen del año 1981.

El 81.7% del transporte fluvial por el río Magdalena lo constituye el combustible producido en Barrancabermeja con destino a la exportación; el 7.7% aceite liviano de ciclo que desde Cartagena se lleva a Barrancabermeja como diluyente; el 7.4% crudo Cicuco transportado fluvialmente hasta Barrancabermeja y el restante 3.2% corresponde a movilizaciones, que desde Barrancabermeja, se hacen hacia Cartagena y Barranquilla de Benceno y Cicloexano.

Transporte Marítimo: En adición a los transportadores marítimos involucrados en las importaciones de hidrocarburos, ECO-PETROL efectuó en 1982 el cabotaje marítimo de 9.192.000 barriles, con un incremento del 9.4% respecto a 1981.

El cabotaje de crudo Orito desde Tumaco hasta los puertos de Cartagena y Pozos Colorados ascendió a 6.572.000 barriles; el suministro marítimo de refinados desde Cartagena hacia Buenaventura fue de 1.231.000 barriles y las gasolinas y ACPM enviados desde Cartagena a los puertos de Coveñas y Pozos Colorados, sumaron 1.389.000 barriles.

3. GAS NATURAL

a) Situación de Reservas

Las reservas comprobadas de gas natural ascienden a 4.034 miles de millones de pies cúbicos y se encuentran localizadas primordialmente en campos de asociación el 88%, en concesiones el 8% y ECO-PETROL posee el 4%. Si a las reservas de ECO-PETROL se le suman las que le corresponden por su participación en la asociación se tiene que sus reservas se elevan al 56.1% del total.

Se considera que estas reservas no serán suficientes para responder por el consumo que generarán algunos proyectos que se encuentran en período de estudio y el área de Valle Medio de Magdalena resultará ser la que más rápidamente agote sus reservas. Bajo estas circunstancias se hace necesario iniciar la búsqueda de reservas adicionales para cuyo propósito se espera estimular el ritmo exploratorio que conduzca a esta meta. Para tal efecto la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural expidió el 22 de julio de 1983 la Resolución No. 61 por medio de la cual se establecieron precios de 2 y 2.20 dólares por mil pies cúbicos, según la zona que se explore, para el gas natural que se descubra a partir de la vigencia de dicha resolución.

Para mayor ilustración se transcribe a continuación el texto de la mencionada resolución.

Ministerio de Minas y Energía

Comisión de Precios del Petróleo y Gas Natural Resolución Número 061 de 1983 (22 Jul. 1983)

Por la cual se fijan precios para el gas natural que se descubra a partir de la vigencia del presente Resolución

La Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural
en ejercicio de sus facultades legales, y

CONSIDERANDO:

Que es propósito del Gobierno Nacional establecer las bases de política para estimular la exploración que conduzca al hallazgo de nuevos yacimientos de gas natural.

Que, para tal efecto, se hace necesario fijar precios para la producción que provenga de nuevos yacimientos con el fin de que los inversionistas tengan una referencia para programar sus inversiones, y

Que, en sesión del día martes 21 de junio de 1983, la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural recibió en audiencia a los exploradores de gas natural con el fin de dar cumplimiento al Artículo 17 del Decreto 844 de 1975.

RESUELVE:

Artículo Primero.- Fíjase un precio de US\$ 2.00 por cada millón de BTU (MMBTU), en boca de pozo, para el gas natural no asociado que se descubra en la Costa Norte y el Valle del Magdalena.

Artículo Segundo.- Fíjase un precio de US\$ 2.20 por cada millón de BTU (MMBTU), en boca de pozo, para el gas natural no asociado que se descubra en la Región Oriental (este de la Cordillera Oriental), Región Pacífica (oeste de la Cordillera Occidental) y en la Región Costa Afuera.

Artículo Tercero.- Los precios señalados en los artículos primero y segundo de la presente Resolución se modificarán semestralmente, a partir del primero de enero de 1984, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_i = \frac{P_o \times F O_1}{F O_o}$$

donde:

Pi = Precio (US\$/MMBTU) a ser fijado para el semestre.

Po = Precio (US\$MMBTU) vigente en el semestre anterior.

FO₁ = Promedio ponderado del precio de exportación del fuel-oil de ECOPETROL (FOB Cartagena) durante el semestre inmediatamente anterior al cual se va a establecer el precio.

FO₀ = Promedio ponderado del precio de exportación del fuel-oil (FOB Cartagena) durante el mismo semestre del año anterior a aquel en que se va a fijar el precio.

Artículo Cuarto.- Fíjase para el gas natural asociado que se descubra un precio equivalente al 50% del precio del gas natural no asociado, calculado conforme a lo establecido en los artículos anteriores.

Artículo Quinto.- Se autoriza el pago en moneda extranjera hasta un máximo del 75% del precio del gas natural no asociado que se procese o utilice en el país y que provenga de yacimientos de campos que se descubran a partir de la vigencia de la presente Resolución.

Parágrafo.- De acuerdo con las normas vigentes, no habrá lugar al pago en moneda extranjera cuando se trate de gas asociado.

Artículo Sexto.- Los precios fijados en los artículos anteriores se aplicarán solamente a la producción de gas natural que provenga de yacimientos que se descubran a partir de la vigencia de la presente Resolución, en campos distintos a los actualmente en explotación.

Artículo Séptimo.- Esta Resolución rige a partir de la fecha de su expedición.

COMUNIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Bogotá, D.E. a 22 de Julio de 1983

(Fdo.) CARLOS MARTINEZ SIMAHAN
Ministro de Minas y Energía

(Fdo.) HERNAN BELTZ PERALTA
Jefe Departamento Nacional de Planeación

(Fdo.) HUGO PALACIOS MEJIA
Gerente General Banco de la República

(Fdo.) GILBERTO JAIMES FLOREZ
Secretario de la Comisión

En el Cuadro 18 se presenta la distribución de las reservas actuales de gas natural,

b) Producción y Consumo

En Colombia, la producción de gas natural, a partir de la puesta en funcionamiento del gasoducto de la Guajira, ha dependido prácticamente del consumo en la Zona Norte. Esta área, aunque utiliza más del 70% del gas natural consumido en el país, tiene asegurado el suministro a largo plazo con las reservas de los yacimientos Chuchupa y Ballenas de la Asociación con Texas.

El gas natural vio aumentada su producción en razón a la ampliación de sus consumos especialmente para generación de termoeléctricidad. El suministro durante 1982 ascendió a 34.237 millones de BTU diarios, cifra superior en 8.3% a los 315.055 expedidos en 1981.

Cerca del 70% del suministro total provienen básicamente de los campos de la Guajira cuya utilización está destinada al consumo termoeléctrico, industrial y para uso doméstico en las principales ciudades de la Costa Norte. La capacidad de producción de este campo se calcula en 450 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales en 1982 únicamente se produjeron 195.1 millones de pies cúbicos diarios.

En el Cuadro 19 se puede apreciar el suministro de gas natural por campos, de donde se desprende que el abastecimiento dependerá entonces en alto porcentaje de las disponibilidades de la Guajira (Ballenas, Chuchupa y Riohacha), y en menor proporción de los campos de El Dificil, Cicuco, Jobo - Tablón, Chinú y Sucre.

CUADRO 18
RESERVAS REVISADAS DE GAS POR CUENCAS
(Diciembre 31 de 1982)

CUENCA	RESERVAS PRODUCIDAS (MMMPC)*	RESERVAS REMANENTES (MMMPC)*
Medio Magdalena	1.388.109**	483.749
Alto Magdalena	40.684	18.074
Bajo Magdalena	739.513	29.423
Catatumbo	499.301	37.581
Putumayo	292.555	89.825
Guainia	3.605.975	3.363.025
Llanos Orientales	12.480	12.480
Totales	6.578.617	4.034.157

* Miles de millones de pies cúbicos

** Incluye el gas inyectado al yacimiento.

CUADRO 19

SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPOS
(1981 - 1982) MMBTU/Día

Campos	1981	1982	Variación
Area de la Costa Norte			
Guajira	159.699	195.114	22.2
Difícil	7.771	6.447	(17.0)
Cicuco (Gas Asociado)	3.255	653	(79.9)
Jobo Tablón	32.299	25.349	(21.5)
Sucre	16.732	15.062	(10.0)
Total Costa Norte	219.756	242.625	10.4
Area Central			
Payoa-Provincia	91.153	95.509	4.8
Area Norte Santander			
Río de Oro	3.621	2.510	(30.7)
Area Neiva			
Tello (Gas Asociado)	525	593	13.0
Total Suministro Nacional	315.055	341.237	8.3

En relación con el consumo se tiene que la mayor parte del aumento se ha ocasionado por mayores consumos de gas natural en las termoelectricas de servicio público que aumentaron su consumo en 10.2%, desde el nivel de 25.250 barriles diarios equivalentes de fuel oil en 1981, hasta 27.831 durante 1982.

Aunque se trata de volúmenes comparativamente pequeños, el aumento más notable se registro en las ventas de gas natural para uso doméstico en Cartagena, Santa Marta, Barranquilla, Bucaramanga y Neiva, localidades que globalmente aumentaron este consumo en 50.7% al pasar de un consumo diario de gas natural equivalente a 152 barriles de fuel oil en 1981, a 229 en 1982.

A pesar de que en los últimos cuatro años se ha procurado dar una mayor utilización a este recurso, particularmente al gas de la Guajira, el potencial y disponibilidad de estos campos que se estiman en 450 millones de pies cúbicos urge la necesidad de definir alternativas de aprovechamiento que se viene estudiando, haciéndose por tanto evidente la necesidad de promover una óptima utilización para este recurso.

Mientras se llega a una conclusión más definitiva para los usos del gas natural que permitan obtener el mayor valor agregado, se ha optado por incrementar el consumo domiciliario, establecer proyectos pilotos para combustible de automotores, proseguir la sustitución eléctrica e industrial y revisar el proyecto de amoníaco-urea, para dar prioridad al metanol dentro del montaje de complejos con mayor grado de integración.

El Cuadro 20 permite ver qué destino ha tenido en los dos últimos años el gas natural, por sectores económicos y por grandes áreas de consumo.

c) Proyectos

Especial atención ha tenido el proyecto de instalación de redes domésticas de gas natural. Actualmente se están ampliando las redes de Barranquilla, Cartagena, El Rodadero, Sabanalarga, Bucaramanga, Girón, Floridablanca y Neiva y se iniciará en el curso del año la construcción de estas redes en Sincelejo, Ciénaga y Santa Marta. Se estima que a diciembre 31 de 1983 se tendrá en servicio 28.300 instalaciones, lo que representa una sustitución anual de 75.000 barriles de hidrocarburos importado, lo cual a su vez equivale a US\$ 2.5 millones anuales.

Este proyecto tiene un alto sentido social y una ampliación más en la sustitución de combustibles escasos en el país por otros de los cuales Colombia tiene mayores reservas.

El área de la Costa Atlántica tiene un excedente de gas natural el cual se prevé que puede aumentar como resultado de la sustitución por carbón en la industria del cemento y el desplazamiento, posiblemente en 1986, de cerca de 35 millones de pies cúbicos diarios utilizados actualmente en Termobarraquilla y Termocartagena.

El aprovechamiento de los excedentes de gas natural que actualmente se generan se ve favorecido con el planteamiento de varios proyectos que se encaminan a estimular la demanda e incentivar la actividad exploratoria de este recurso, entre los cuales se tendrían los siguientes:

	Consumo MMPCD
Amoníaco-Urea	55
Generación Eléctrica	126
— Ampliación T. Chinú	
— Ampliación T. Barranca	
— Ampliación P. Palenque	
— Aumento capacidad Costa	
Unidad Hidrocrqueo (Cartagena)	35
Gasoducto a Barrancabermeja	50
Distribución gas doméstico	4

CUADRO 20

CONSUMO DE GAS NATURAL POR AREAS Y SECTORES
(1981 - 1982) MMBTU/DIA

AREA	1981	1982
AREA CARTAGENA		
Termoeléctrico	45.687	38.074
Ecopetrol	8.478	7.225
Petroquímico	7.653	7.007
Industrial	28.288	30.002
Doméstico	280	424
Total Cartagena	90.386	83.332
AREA CHINU		
Termoeléctrico	12.093	19.023
Industrial	1.947	4.246
Total Chinú	14.040	23.269
AREA BARRANQUILLA		
Termoeléctrico	75.062	94.363
Ecopetrol	10	8
Petroquímico	435	390
Industrial	35.993	37.073
Doméstico	528	719
Total Barranquilla	112.028	132.553
AREA BARRANCABERMEJA		
Termoeléctrico	11.736	9.500
Ecopetrol	74.092	80.282
Petroquímico	2.691	2.844
Industrial	2.545	2.704
Doméstico	89	179
Total Barrancabermeja	91.153	95.509
Otros Consumos		
Termoeléctrico	6.923	6.025
Industrial	510	499
Doméstico	15	50
Total Otros Consumos	7.448	6.574
Total General	315.055	341.237

En el Magdalena Medio, excepto que se encuentre nuevos campos, el suministro proveniente de sus campos será insuficiente en el mediano plazo para atender sus necesidades, razón por la cual se ha pensado en la alternativa de construir un ramal de Gasoducto de la Costa hasta Barrancabermeja, proyecto que permitirá utilizar gas natural en la producción de petróleo del campo Cocorná y en las instalaciones del complejo de refinación de Barranca, circunstancia que permitiría disminuir los consumos del fuel oil y exportar, por tanto, estos excedentes.

En cuanto al proyecto de amoníaco-úrea, cuya factibilidad ya se ha terminado, probablemente requiera de su combinación con metanol y otros subproductos, lo cual aumentaría la inversión requerida pero también su rentabilidad, además de favorecer la localización del Complejo en la Guajira. El avance en los proyectos sobre usos del gas en Australia y Nueva Zelandia podrán aclarar en el término de unos dos años la política gubernamental en este aspecto, bastante sujeta a otros proyectos en la cuenca del Caribe y a la magnitud de reservas disponibles en la Costa Norte.

E. FUENTES DE ENERGIA NUEVAS Y RENOVABLES

1. INTRODUCCION

Colombia posee gran cantidad de recursos energéticos alternos que pueden ser aprovechados: Costa sobre los Océanos Atlántico y Pacífico, localización en la zona tropical especialmente favorecida por los rayos solares, vientos, depósitos geotérmicos, recursos hídricos aprovechables a diferente escala, áreas aptas para cultivos energéticos y aprovechamiento de la biomasa en general.

El papel que estas fuentes de energía puedan jugar en el balance energético nacional depende del estado y calidad de su tecnología y de la posibilidad de utilizarlas, bien sea como sustituto de otros recursos tradicionales o como un medio para mejorar el nivel de vida y desarrollo de algunos sectores de la población.

Los esfuerzos que se han hecho en este tipo de energías no han respondido hasta ahora a una meta común de amplio cubrimiento y alcance, ni a una acción coordinada entre las actividades que vienen realizando los diferentes entes que trabajan en esta área.

Aunque el Ministerio de Minas y Energía ha distribuido los trabajos de aprovechamiento y aplicación de las fuentes alternas de energía entre sus organismos adscritos y vinculados, esto no corresponde a un criterio uniforme y específico, ya que en algunos casos obedece únicamente a disposiciones regionales (CORELCA, CVC) y en otros, a campos de acción afines con los de las entidades en cuestión (ECOPEPETROL y el Programa Nacional de Alcohol). Por otra parte, se asignó el desarrollo de actividades en el campo

de la energía solar al IAN, teniendo en cuenta que en varios países se ha seguido la política de encargar a los organismos nucleares de esta fuente energética. Al ICEL le correspondió el manejo de los demás recursos energéticos no convencionales como la geotermia, la energía eólica y la biomasa, canalizando éste a su vez sus actividades a través de sus filiales (CHEC y el Programa de Energía Geotérmica en el Macizo Volcánico del Ruiz). También ISA estimó importante considerar dentro de sus actividades en el Sector Eléctrico, aquellas que involucran las fuentes alternas de energía, a nivel de investigación inicialmente, teniendo en cuenta su aporte al Sector sustituyendo consumos de energía eléctrica para fines de conservación de la misma.

La investigación en el campo de las fuentes alternas de energía, básicamente la han llevado a cabo las Universidades, pero es limitada debido a la escasez de recursos financieros. Asimismo, algunas empresas del sector privado que están involucradas en la fabricación de equipos para el aprovechamiento de los recursos no convencionales, han adelantado sus propias investigaciones, con el fin de suplir la falta de información existente en este campo que entorpece el desarrollo de las tecnologías, pues no existe relación alguna entre los investigadores, los productores, los mecanismos de difusión y por tanto el usuario, por lo cual se presenta una duplicación innecesaria de esfuerzos y un mejor nivel de rendimiento de los recursos invertidos.

2. SITUACION ACTUAL

La investigación en el área de las fuentes de energía nuevas y renovables, es una actividad recientemente desarrollada en Colombia. Actualmente, se adelantan acciones bien sea en investigación, construcción de prototipos y comercialización, en las áreas de energía solar, pequeñas centrales hidroeléctricas, energía geotérmica, energía de la biomasa y energía eólica. Por otra parte, se ha comenzado a investigar en las áreas de los esquistos bituminosos y las arenas alquitradas y en el aprovechamiento de la energía oceánica.

Vale la pena mencionar la importancia que para la evaluación de las posibilidades de aplicación de las fuentes de energía nuevas y renovables, tiene el análisis y conocimiento de la oferta y demanda de energía, tanto en áreas urbanas como en áreas rurales. Sobre la base de los resultados del Estudio Nacional de Energía, estudio que da una visión global de la oferta y la demanda de energía, en la primera parte de este capítulo se presenta un balance energético preliminar 1980 - 82.

Como complemento de este estudio, se desarrolla el Balance Energético Rural, con cuyos resultados se contará próximamente. El objetivo fundamental de esta investigación consiste en la identificación del consumo de energía en las diferentes activida-

des productivas y domésticas en las zonas rurales, con el fin de contar con las bases necesarias para el establecimiento de políticas energéticas en este sector.

A continuación se realiza una evaluación del estado actual de cada una de las fuentes nuevas y renovables de energía y de su potencial aporte al mejoramiento del suministro de energía en el país.

a) Energía Solar

En la actualidad existen diferentes tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar, tanto en aplicaciones térmicas como para la producción de electricidad.

En el calentamiento de agua se emplean los colectores de placa plana, generalmente conocidos como calentadores solares. Estos constan básicamente de una caja protegida por una cubierta plástica o de vidrio, en cuyo interior hay una tubería por donde circula agua. La superficie inferior de la caja está recubierta por una película oscura con el fin de aumentar la absorción y por lo tanto la temperatura irradiada al fluido. El agua calentada es transportada a un tanque de almacenamiento.

Para la destilación de agua se utiliza un principio similar al calentador solar, ya que la base del destilador es prácticamente un colector de placa en donde el agua se evapora y al ponerse en contacto con la cubierta del colector, se condensa; esta cubierta debe contar con una inclinación adecuada para que el agua condensada pueda ser recogida en canales laterales.

En el secado de granos la energía solar es utilizada directamente cuando el grano se expone al sol sobre una superficie de cemento, al aire libre. Sin embargo, se ha tratado de optimizar la operación, mediante el diseño de sistemas cubiertos, utilizando colectores solares para el calentamiento del aire que circula en el sistema de secado.

Los sistemas utilizados en la generación de electricidad son:

- Sistemas térmicos, en los cuales gran cantidad de heliostatos (concentradores parabólicos que siguen el movimiento del sol), concentran los rayos solares en una torre que contiene una caldera. Las temperaturas que se alcanzan, son utilizadas en un ciclo térmico convencional para la generación de electricidad.
- Sistemas fotovoltaicos, compuestos por paneles conformados por un cierto número de celdas fotovoltaicas, las cuales se fabrican de un material semiconductor que convierte directamente la energía luminosa (no la energía térmica) del sol en energía eléctrica.

- Estanques solares, en los cuales se aprovecha el gradiente de concentración de sal en un fluido (prácticamente nula en la superficie), para obtener un gradiente de temperatura en el mismo y operar un motor Rankine.

Dentro de las tecnologías referentes a la conversión térmica, los calentadores solares están produciendo actualmente en forma comercial por parte de algunas empresas privadas colombianas. Además, en diversas universidades se adelantan investigaciones tendientes a mejorar su eficiencia, reducir el costo de producción y prolongar la vida útil, mediante pruebas con los diferentes materiales que puedan ser utilizados en su construcción.

En cuanto a destiladores solares, se puede decir que esta tecnología se encuentra en etapa de demostración de prototipos construidos por diferentes entidades. Su utilización masiva puede lograrse fácilmente, ya que el principio de su construcción, es similar al de los calentadores solares.

Aún cuando se han desarrollado algunos prototipos para el secado de granos, éstos se encuentran todavía en etapa de investigación y desarrollo, especialmente en lo referente a la eficiencia y posibilidades reales de su utilización.

La tecnología utilizada para sistemas de refrigeración se encuentran, a nivel mundial, en investigación y desarrollo, con resultados no muy alentadores, por la baja eficiencia en el rendimiento de los sistemas. En Colombia, asimismo, algunas universidades y empresas privadas han venido investigando en estas tecnologías, aún cuando en menor escala que en la mayoría de las otras tecnologías que aprovechan energía solar.

Por parte, de las tecnologías utilizadas para la producción de energía eléctrica, la única en investigación en Colombia es la de celdas fotovoltaicas. Se han producido a nivel experimental celdas de sulfuro de cadmio y de cobre, con rendimientos bajos. En general, la tecnología involucrada en este proceso, es sofisticada y de alto costo.

En cuanto a la generación de energía mediante conversión térmica, sólo se ha investigado a nivel muy preliminar, sobre concentradores parabólicos.

Finalmente, la tecnología de los estanques solares no se ha empleado en el país por la falta de información, ya que el nivel tecnológico requerido es bajo, cuenta con un sistema de almacenamiento natural y su costo es comparable al de los calentadores solares.

En Colombia el estudio de la energía solar en aplicaciones térmicas, se ha concentrado principalmente en el sector residencial para calentamiento de agua y, en menor proporción, para la destilación de agua y el secado de granos.

En este sentido, se han instalado calentadores solares producidos por Gaviotas en la urbanización "La Nueva Villa de Aburrá" en la ciudad de Medellín y Niza VIII en Bogotá, con la participación del Banco Central Hipotecario.

Teniendo en cuenta la similitud de la tecnología empleada en el proceso de destilación de agua con relación a los colectores solares, puede decirse que en este campo también existen en Colombia empresas en capacidad de diseñar y construir destiladores.

El Centro de Las Gaviotas cuenta con un prototipo, actualmente en demostración, y el Instituto de Asuntos Nucleares -IAN- ha venido haciendo el seguimiento de un destilador solar de agua, diseñado por la Universidad Industrial de Santander -UIS-. Basado en los resultados obtenidos diseñó su propio destilador solar, al cual se le agregó una unidad de precalentamiento, también con energía solar, con el fin de mejorar su eficiencia y rendimiento térmico.

Finalmente, es de anotar que el Instituto de Asuntos Nucleares, ante la necesidad de evaluar el recurso solar disponible en el país, elaboró el mapa de brillo solar, el cual es una aproximación inicial al mapa de Radiación Solar, herramienta indispensable para el diseño y aplicación de equipos solares.

b) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica aprovecha la diferencia de nivel que se presenta en un cauce de agua. El agua, hace girar una turbina que tiene acoplado al eje un generador eléctrico. Existen diferentes tipos de turbinas que aprovechan tanto las caídas como el caudal mismo del agua. Para centrales de gran caída, se utilizan turbinas tipo Pelton, para caídas medianas turbinas tipo Francis o Mitchell-Banqui y para bajas caídas tipo Kaplan.

Una de las tecnologías de más antigua aplicación en el área de las fuentes de energía nuevas y renovables, es quizás el aprovechamiento en pequeña escala de los recursos hidroeléctricos (menos de 5.000 KW). En Colombia, desde comienzos del siglo, se han construido pequeñas centrales hidroeléctricas, la mayoría de las cuales se encuentran fuera de servicio, bien sea por abandono o por obsolescencia en los equipos y estructuras que utilizan.

Desde hace varios años, algunas universidades han venido desarrollando proyectos de investigación en el diseño de pequeñas turbinas que se han llevado, en algunos casos, hasta el nivel de fabricación de prototipos y montaje e instalación en localidades en áreas rurales. Adicionalmente, el Centro "Las Gaviotas" tiene instalada una pequeña central en el Vaupés.

El concepto de pequeñas centrales hidroeléctricas ha retornado y surge como solución al problema de suministro de energía eléctrica en forma descentralizada a regiones apartadas en aquellos casos en los cuales la conexión por medio de una línea de transmisión no es factible por su costo elevado en donde la instalación de unidades Diesel, implica altos costos de mantenimiento y operación, ocasionados, por el transporte del combustible, sumado a la poca confiabilidad en el suministro del servicio.

Con base en estas consideraciones y teniendo en cuenta los beneficios socio-económicos que representa para las comunidades que habitan regiones apartadas, el contar con el suministro de energía eléctrica con cierto grado de confiabilidad, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL- elaboró el Programa de Microcentrales, dentro del Plan Nacional de Pequeñas Centrales, según se mencionó.

El ICEL seleccionó la microcentral de Pisba, para la construcción como experiencia piloto del Programa. Este Proyecto, localizado en el Departamento de Boyacá, tiene una capacidad instalada de 64 KW y entró en operación en junio pasado.

Paralelamente, teniendo en cuenta que la tecnología involucrada en este tipo de proyecto, puede desarrollarse localmente y con el fin de fomentar la fabricación nacional de los equipos electromecánicos (turbina, generador) y de control, requeridos para la implementación de aprovechamientos hidroeléctricos en pequeña escala, el ICEL, adelanta un programa con el cual, mediante contrato con la Universidad del Valle, se llevará a cabo el diseño, la fabricación, el montaje y la evaluación técnico-económica de una turbina Francis y de un Alternador sincrónico de 250 KW.

Por otra parte con la Universidad del Cauca, se ha contratado el diseño y fabricación de una estación hidrometeorológica.

Finalmente y como complemento a lo anterior, el ICEL ha elaborado un programa de trabajo en este campo, a desarrollar en los próximos años y que comprende fundamentalmente los siguientes aspectos:

- Adaptación de metodologías para la identificación, evaluación y construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas.

- Inventario de recursos hidroeléctricos, pequeñas escalas donde existe la necesidad de energía.
- Diseño y fabricación de turbina y alternadores de los tipos clásicos, montaje y evaluación técnico-económico en unidades pilotos.
- Desarrollo de proyectos resultantes del inventario.

c) Energía Eólica

La energía del viento se deriva de las diferencias de temperatura en la atmósfera y las irregularidades de la superficie de la tierra. La potencia que se puede obtener de un sistema eólico, es proporcional a la velocidad del viento. Por lo tanto, la velocidad media del viento en la zona, es un factor importante en las consideraciones económicas relativas a los sistemas eólicos.

La energía del viento puede utilizarse para producir energía mecánica, especialmente útil en áreas rurales para el bombeo de agua o producción de electricidad, para lo cual sin embargo, se requieren mayores niveles de velocidad y uniformidad del viento (mínimo 6 m/seg.).

Para el bombeo del agua, se han venido produciendo diferentes tipos de molinos de eje vertical, por parte de industrias privadas e instituciones como el Centro Las Gaviotas. Algunas universidades y centros de experimentación, están adelantando investigaciones en molinos de eje vertical y en aerogeneradores.

Dentro de este campo, ICEL se propone elaborar un mapa de vientos, con el fin de conocer la potencialidad del recurso eólico. El estudio, con duración de cuatro años, tendría un costo de \$40 millones.

d) Energía Geotérmica

La energía geotérmica es producida por el flujo de calor procedente del interior de la tierra, en donde se alcanzan temperaturas de 1.000°C. Dicho calor es conducido a la superficie a través de un fluido que actúa como medio para efectuar la transferencia de calor, gracias a la existencia de condiciones geológicas apropiadas que lo permitan, causando manifestaciones en forma de anomalías térmicas superficiales, especialmente en regiones caracterizadas por actividad volcánica y sísmica.

Estas características implican que para el aprovechamiento de la energía geotérmica sea necesario la perforación de pozos que permitan la obtención de una cantidad suficiente y controlada de fluido geotérmico; por tanto, los costos de inversión son elevados

- De baja posibilidad: Sotará en Cauca.
- Sin posibilidades los departamentos de Cundinamarca, Santander, Norte de Santander y la Región de la Costa Atlántica.

Con los resultados de este estudio, el ICEL adelantará el estudio de prefactibilidad en la zona de Chiles -Cerro Negro-Tuffiño, conjuntamente con el Gobierno del Ecuador y con el apoyo técnico-financiero de OLADE.

e) Energía de la Biomasa

Además de la utilización directa de la leña y el carbón vegetal, en la actualidad se emplean otras tecnologías de conversión y utilización de la biomasa con fines energéticos.

mediante la fermentación o digestión anaeróbica de materia orgánica, se obtiene biogas que es una mezcla de metano, dióxido de carbono y otros. Este biogas se produce en un tanque de fermentación (digestor), mediante un proceso bioquímico en el que intervienen bacterias que en ausencia de oxígeno, inducen a la descomposición de la materia orgánica para tener como resultado del proceso biogas y un efluente líquido residual que se emplea como fertilizante.

De la biomasa también puede obtenerse etanol, mediante la fermentación aeróbica de azúcares presentes en algunas especies vegetales como la caña de azúcar, el maíz, la yuca, etc.

Otra forma de aprovechar la energía de la biomasa, es mediante energéticos que consisten en especies de rápido crecimiento para ser utilizadas como combustible en plantas leñotérmicas o como simple sustituto de la leña.

En Colombia se ha venido investigando desde hace algún tiempo, sobre la producción de biogas a partir de la cascarilla del café. Por parte del sector privado, se han desarrollado prototipos, basados en las tecnologías indú y china y se han instalado en diferentes regiones del país con éxito alrededor de 10 digestores.

En lo que a la producción de alcohol combustible se refiere, existe un programa, actualmente en revisión, y un Comité Nacional de Alcohol. La producción se encuentra en etapa experimental, ya que debe afrontar además de los problemas técnicos, otros de índole económica y social, como es la competencia entre el cultivo energético y aquella con fines alimenticios.

En el campo de los cultivos energéticos, se ha trabajado poco en Colombia; sin embargo, se han cultivado experimentalmente es-

pecies como el Cajamus-Cajamus, leguminosa de origen tropical, que proporciona cerca de 50 m³ de madera por hectárea, nitrógeno al suelo y semillas como alimento para hombres y animales.

La Organización de Estados Americanos -OEA-, financiará un estudio para la investigación de las diferentes materias primas, de origen vegetal (como la cascarilla de café) y animal importantes en la producción de biogas. Este proyecto se adelantará con el apoyo institucional de ICEL y COLCIENCIAS, y el aporte financiero de OEA, el cual asciende a US\$100.000.

El ICEL por su parte, adelanta la instalación de una planta de biogas en una granja porcícola de la Fundación Educativa para el Desarrollo Agropecuario Nacional -FEDAN-. Este será un biogestor prototipo para ser estudiado y luego los resultados ser aplicados al estudio anteriormente mencionado.

Por otra parte, en el área de la fermentación aeróbica, recientemente se completó con el apoyo de la OEA un estudio preliminar sobre la producción de alcohol carburante en Colombia, el cual servirá de base para posteriores estudios de factibilidad técnica y económica de proyectos con este fin. Sin embargo, de acuerdo con los resultados obtenidos, se recomendó profundizar en algunas áreas de mayor interés y en especial, algunos aspectos de índole socio-económica como la competencia con cultivos alimenticios y la producción de contaminantes. Por su parte, la Universidad de Antioquia con la colaboración de la fábrica de licores de ese departamento, así como la Universidad Industrial de Santander y ECO-PETROL vienen desarrollando programas de investigación en el área.

Adicionalmente, en cuanto al consumo de leña se refiere, el Instituto Colombiano Agropecuario -ICA-, a través de su Centro de Tecnología apropiado, ha iniciado un programa tendiente a promocionar y difundir entre otros, el uso de estufas mejoradas de leña.

f) Otras Fuentes Nuevas de Energía

Los esquistos bituminosos son rocas sedimentarias que contienen materia orgánica, que al ser calentadas a altas temperaturas pueden producir petróleo. Las arenas alquitranadas también son rocas sedimentarias y contienen un petróleo pesado y viscoso.

En Colombia, se ha llevado a cabo una exploración superficial de arenas alquitranadas en el departamento del Caquetá, donde son utilizadas como asfalto. Asimismo, se han perforado pozos pandos en los Llanos Orientales para investigación y evaluación de otros recursos.

La energía oceánica presenta tres alternativas de posible aprovechamiento. Sin embargo, a excepción de la energía maremotriz (aprovecha el movimiento de las mareas), las otras dos alternativas, la del gradiente térmico del mar y la de las olas, se encuentran en sus etapas de investigación y desarrollo y su implementación se logra a costos muy elevados.

La energía maremotriz requiere condiciones geográficas especiales para su aprovechamiento (diferencias entre mareas de 5 a 12 m) y aunque Colombia tiene costa sobre los océanos Atlántico y Pacífico, lo cual aumenta las probabilidades de un posible aprovechamiento de la energía oceánica, aún no se cuenta con la información necesaria para emprender un proyecto de esta magnitud.

No obstante, se están desarrollando algunas actividades a nivel investigativo por parte de la Universidad de Antioquia y la Comisión Colombiana de Oceanografía.

En Colombia se ha planteado la producción y aprovechamiento de las briquetas de carbón, principalmente como sustituto de COCINOL, en las zonas urbanas de bajos ingresos, donde se emplea como combustible para cocinar, y en menor escala en aquellas regiones donde el consumo de leña para fines energéticos se ha agudizado.

Las briquetas pueden fabricarse a partir de carbón vegetal o carbón mineral. En el primer caso, se aprovechan los desechos de explotación de bosques, la carbonización del aserrín y residuos industriales, lo cual involucra la instalación de hornos permanentes y estacionarios y la comprobación de otras tecnologías como la carbonización de aserrín. En las briquetas de carbón mineral el carbón pulverizado se mezcla con un aglutinante como la brea y se compacta en una prensa especial.

A este respecto, el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Fomento Industrial -IFI- y la Empresa Colombiana de petróleos -ECOPETROL-, adelantan conjuntamente las actividades relacionadas con el proyecto "Fabricación de Briquetas de Carbón", el cual tiene como objetivo general el montaje, instalación y puesta en marcha de fábricas de briquetas. Dentro de este proyecto ECO-PETROL ha destinado 350 millones de pesos para financiar el 70 % del costo de los proyectos y el IFI actúa como intermediario financiero con una línea de crédito muy barato, denominado Fondo de Briquetas de Carbón. Se han establecido hasta el momento varias fábricas.

3. OBJETIVOS DE POLITICAS Y ESTRATEGIAS

El objetivo primordial para el aprovechamiento de fuentes de energía nuevas y renovables, se establece en términos globales co-

mo su contribución a mejorar el nivel de vida, aprovechando racionalmente los recursos naturales con que cuenta el país.

Con el uso de fuentes de energía nuevas y renovables se pretende lograr un mayor desarrollo de las regiones menos favorecidas del país, ya que dotar de energía al sector rural es un requerimiento indispensable para lograr el equilibrio en el desarrollo socio-económico del país. De otro lado, el manejo racional de los recursos disponibles, implica también la protección del medio ambiente y la contribución al problema de la deforestación, aspectos que van estrechamente relacionados con la aplicación de tecnologías que aprovechan fuentes de energía nuevas y renovables. Adicionalmente, en el desarrollo de estas tecnologías deberá responderse a las necesidades reales y condiciones específicas del país, y además buscar la participación de la producción nacional.

Para zonas urbanas, el criterio de utilización de las fuentes de energía nuevas y renovables, se basa en la utilización racional de los recursos y por lo tanto, ellas adquieren importancia en procesos de sustitución y conservación de los recursos tradicionales y agotables.

Asimismo, se pretende mediante el desarrollo y aplicación de estas fuentes de energía, favorecer aquellas tecnologías autóctonas a través del aprovechamiento de recursos y esfuerzos locales, y ampliar la capacidad científica y técnica del país, emprendiendo programas que involucren otros sectores como el agrícola.

De acuerdo con los objetivos anotados anteriormente, y teniendo en cuenta su participación dentro de otros sectores del desarrollo, particularmente el agrícola, se hace indispensable programar las diferentes actividades tendientes a la aplicación de estas fuentes alternas. Para ello, es necesario definir las directrices de política, según se resume a continuación:

- a) Es política racionalizar la evaluación y clasificación de los recursos aprovechables, de la disponibilidad de tecnología y usos potenciales para satisfacer necesidades reales, analizadas bajo condiciones técnico-económicas que determinen la factibilidad de aplicación de las diferentes tecnologías; y teniendo en cuenta además, que este análisis para el caso de las fuentes de energía nuevas y renovables, es válido a nivel regional o local, debido a las restricciones en el transporte de este tipo de recursos. Al respecto, los pasos a seguir serían:
 1. Estudio e inventario de los principales recursos naturales.
 2. Estudios de las necesidades de energía del país que pudieran ser satisfechas mediante fuentes de energía nuevas y renovables, dentro de las políticas especiales de desarrollo social.

3. Descripción técnico-económica de las tecnologías disponibles y en desarrollo.
4. De acuerdo con lo anterior, determinación de las áreas de interés, y
5. Evaluación de las consecuencias políticas, económicas y sociales para cada una, selección y programación de inversiones.

El conocimiento de necesidades y requerimientos en las diferentes áreas de competencia de las fuentes de energía nuevas y renovables permitirá definir metas y prioridades concretas que a su vez facilitan la estructuración de programas que aseguren un desarrollo continuado dentro del Plan Nacional de Fuentes Alternas de Energía.

- b) Con base en lo anterior, se clasificarán las Fuentes Alternas de Energía de acuerdo con su horizonte de utilización y nivel de penetración. Se tendrá en cuenta también su incidencia en el sector energético, en el mejoramiento del nivel de vida de la comunidad y en otros sectores (agrícola), así como el costo de oportunidad del recurso (bajo) y su uso alternativo (casi nulo).
- c) Se establecerá un esquema institucional en el cual se logre una participación efectiva de las Fuentes de Energía Nuevas y Renovables en el contexto nacional, para así contar con una infraestructura operativa que permita la interacción entre organismos investigativos, financieros y coordinadores.
- d) Igualmente, se establecerá una adecuada red de información que no sólo vincule a nuestros investigadores entre sí, sino con los de otros países en desarrollo (con condiciones semejantes), con los de países industrializados (de quienes podemos aprender) y a la cual tenga acceso el usuario, con el fin de mantener un continuo avance tecnológico en este campo.
- e) Por último, se efectuará una movilización de recursos financieros dentro del sector energético y otros sectores involucrados, para destinarlos hacia la investigación, desarrollo e implementación de las Fuentes de Energía Nuevas y Renovables.

Como se ha mencionado, las Fuentes de Energía Nuevas y Renovables, presentan perspectivas bastante favorables en la producción de energía descentralizada o autónoma, por lo cual se dará énfasis a su utilización en las comunidades rurales.

Debe favorecerse el pluralismo tecnológico, es decir, el uso integrado de diferentes tecnologías, aún mezclando tecnologías, convencionales con no convencionales.

La mayoría de las Fuentes de Energía Nuevas y Renovables están condicionadas en diversos grados por su ubicación. Por lo tanto la energía debe producirse cerca a los centros de consumo, lo que lleva a que las centrales de energía que se basen en estas fuentes, deben ubicarse cerca de los recursos.

Se debe buscar el apoyo a la capacidad interna del país, estableciendo nuevos esquemas de cooperación técnica en los que se logre una verdadera transferencia de tecnología.

En el ámbito institucional, se plantea la necesidad de centralizar inicialmente las actividades, bien sea mediante la creación de un organismo adecuado para tal fin, la asignación selectiva de funciones a ciertas instituciones competentes, o mediante la integración, dentro de una estructura institucional dependiente del Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación, de las entidades que en la actualidad vienen laborando en el campo. Por ejemplo, la investigación debe estar principalmente concentrada en las universidades, como actualmente se viene haciendo, con el debido apoyo del Gobierno y en especial de COLCIENCIAS. El desarrollo de prototipos deberá basarse primordialmente en los resultados de estas investigaciones y podría ser adelantado por las entidades ejecutoras vinculadas al sector energético (o agrícola, si fuere el caso), o por entidades privadas interesadas en continuar con las etapas subsiguientes de producción y comercialización.

En cuanto a la financiación, la misma reorganización institucional, dará lugar a mejorar las condiciones en este aspecto. En primer lugar, la adecuada distribución de las funciones y las áreas de trabajo, permitirá un uso más eficiente de los recursos, ya que esto evitará la duplicación de esfuerzos, facilitando un desarrollo continuado de las tecnologías. En segundo lugar, una adecuada organización institucional servirá de respaldo para ampliar los aportes que, a través del presupuesto nacional, se hacen a las entidades involucradas, así como para adelantar proyectos de cooperación internacional en los que se logre una adecuada transferencia de tecnología, con el fortalecimiento de la infraestructura científica y técnica nacional y capacitación profesional.

Las fuentes de financiación externas pueden ser:

1. Cooperación a través de organismos internacionales, utilizando las estructuras existentes en las Naciones Unidas (fondos, programas y agencias especiales).
2. Cooperación bilateral; aprovechando la vigencia de convenios básicos de cooperación que Colombia ha suscrito con otros países (República Federal de Alemania, Italia, por ejemplo).

3. Organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo -BID-, el cual mediante un fondo especial ha logrado un real fomento a la cooperación entre países de América Latina, o como la Organización de Estados Americanos -OEA-, dentro del Programa de Cooperación para el Desarrollo.

Adicionalmente, existen otros organismos como el Banco Mundial, el Banco de Desarrollo del Caribe o la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE-, siendo esta última una de las entidades que más estrechamente ha venido colaborando con el Gobierno Colombiano en el establecimiento de sus políticas energéticas.

4. Por último, también puede buscar la cooperación multilateral, mecanismo recomendado por la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Fuentes de Energía Nuevas y Renovables. Esto tiene la ventaja de no atarse a una tecnología en particular, lo cual permite una visión más global con posibilidad de conocer las experiencias de diferentes países del mundo.

También deberán crearse mecanismos de financiación a la industria para la producción y comercialización de los equipos, y/o a los usuarios con el fin de incentivar el aprovechamiento de estas fuentes de energía, mediante las tecnologías identificadas previamente, con el fin de lograr la aplicación masiva de las mismas, será necesario lograr niveles de producción a escala industrial, que implican la capacitación de personal, adaptación de tecnologías y movilización de recursos en gran escala.

Cabe recordar que sólo en unas pocas áreas de aplicación está concentrada una parte muy grande del potencial. Por lo tanto se ha acordado dirigir los esfuerzos de desarrollo no a fuentes en general, sino hacia áreas de aplicación específica, lo cual permitirá mejorar a su vez la definición de prioridades.

Como el área rural donde tiene mayor cabida el aprovechamiento de las Fuentes de Energía Nuevas y Renovables y donde es más notorio su aporte al objetivo de mejorar el nivel de vida de las comunidades alejadas, se le dará atención prioritaria, atendiendo a factores como el bajo cubrimiento del servicio eléctrico en el área rural, el alto consumo de leña, el alto costo y el suministro poco confiables de los combustibles en esas zonas.

En particular, el alto consumo de leña, puede reducirse mediante la utilización de estufas mejoradas de leña (con rendimientos más elevados que las utilizadas en la actualidad) o mediante su sustitución por otras fuentes de energía, como el biogas.

Aunque se tienen estimativos preliminares con respecto a la disponibilidad de algunos recursos, se hace indispensable adelantar

su evaluación detallada que permita acciones concretas para la implementación de tecnologías específicas. Sin embargo, algunas tecnologías ya probadas, como los calentadores solares, cuyo aporte a la sustitución de insumos energéticos en el sector residencial, podría ser significativa, deberían difundirse. Adicionalmente, esta tecnología está disponible en Colombia, por lo cual se beneficiaría rápidamente la industria nacional. En este sector, es urgente diseñar programas específicos incorporados al Plan Masivo de vivienda sin cuota inicial.

Por otra parte, también los molinos de viento para aplicaciones mecánicas en las áreas rurales, están disponibles comercialmente en Colombia.

F. CONSERVACION Y AHORRO DE ENERGIA EN COLOMBIA

1. INTRODUCCION

La situación energética que se vive a nivel mundial desde principios de la década de los 70, ha revaluado los criterios y bases de conformación de los escenarios energéticos mundiales, regionales y nacionales.

En la época actual las políticas energéticas que se tracen, indudablemente deben incluir mecanismos de ajuste, e incluso, variaciones sustanciales a las estructuras de consumo energético, basadas en recursos agotables en el corto y mediano plazo.

Desde el punto de vista de la oferta, debe pensarse en una conveniente política de precios que, consultando la realidad socio-económica, permita programas de exploración y explotación en las fuentes tradicionales y también permita la exploración de nuevas tecnologías para el desarrollo de fuentes potenciales y alternas de energía.

En el campo de la demanda deben diseñarse dentro de políticas concertadas, los mecanismos que permitan un uso racional de las fuentes de energía con amplia disponibilidad. Un uso racional que consulte los recursos y reservas regionales y nacionales, que involucre programas de conservación y ahorro de energía, no solo como una forma óptima de utilización, sino que las incluyan como una nueva fuente de energía.

Sobre esta concepción, Colombia adelanta un programa de tal naturaleza y aún cuando solo se han dado los primeros pasos, ellos tendrían en el corto plazo repercusiones ampliamente favorables, no solo para la economía interna, sino que, creemos incidirá en el ámbito regional.

2. PROGRAMA DE CONSERVACION Y AHORRO

a) Ordenamiento

Para efectos de ubicar el programa en el tiempo, no solo desde el punto de vista cronológico, sino para posibilitar su normal y oportuno desarrollo, el programa se sustenta sobre dos pilares conceptuales, como son los objetivos generales y las medidas a adoptar.

ESQUEMA CONCEPTUAL

<u>Plazo</u>	<u>Objetivo</u>	<u>Medidas</u>
Corto y mediano plazo	Evitar el despilfarro	Voluntarias Persuasivas Coercitivas
Largo plazo	Cambiar los hábitos y estructuras de consumo	Voluntarias Persuasivas Coercitivas

b) Bases del Programa

Diagnóstico: Busca recopilar de una manera detallada los procesos, inventario de equipamiento y consumos en cada uno de los sectores y las posibilidades de conservación y ahorro de energía.

Para efectos de profundizar más sobre el Sector, actualmente se adelanta la institucionalización e implantación de un sistema de información energética (SIE), que aunque tiene como objetivo fundamental alimentar los modelos energéticos, reportará de manera continua y sistemática, valiosa información para el programa de conservación y ahorro de energía, como más adelante se ampliará.

Por otro lado, se adelantan labores complementarias, que aunque en la actualidad se centran en los sectores industrial y de transporte, para el segundo semestre de 1984, se extenderán a las demás. Ellas son:

El Ministerio de Minas y Energía ha contratado con el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), la obtención de información sobre consumo energético en procesos del sector industrial, con el objeto de dar y actualizar el marco de referencia del ENE. Esta encuesta conjuntamente con la información de consumo eléctrico total, posibilitará también la selección de plantas representativas para otras auditorías energéticas.

El ENE encuesta el uso de la energía en la industria, a nivel de planta, con el objeto de conocer los procesos y el equipamiento

de las empresas. Esta encuesta tendrá un cubrimiento de 515 empresas, con más de 200 trabajadores cada una. Se desarrolla a partir del mes de mayo y tiene la colaboración de la Asociación Nacional de Industriales (ANDI).

Con el auspicio de la OEA, se adelanta un programa sobre consumo, sustitución y conservación de energía. Este estudio ya ha determinado los perfiles de consumo de cada uno de los modos de transporte, eficiencia energética, tipo de servicio y forma de energía, así como también las áreas críticas para conservación y ahorro de energía.

Capacitación de Recursos Humanos: Una de las bases fundamentales para el éxito del programa, es la de realizar una capacitación continua y sectorizada de los recursos humanos. Para el efecto se plantean dos acciones claras.

Asimilación Metodológica y Tecnológica: Aquí se busca conocer las experiencias que en el campo de conservación y ahorro de energía, tienen otros países.

El Ministerio de Minas y Energía, ha desplazado funcionarios al Brasil, para conocer globalmente el programa brasilero y dentro de un Convenio de Asistencia Técnica suscrito con el Gobierno Frances, ha involucrado la capacitación de recursos humanos.

El CIDI de la Universidad Bolivariana de Medellín, dentro del Convenio suscrito entre el Gobierno Colombiano y el PNUD también incorpora dentro de sus actividades la capacitación de recursos humanos e involucra la transferencia de experiencias que algunas empresas tienen en el desarrollo de programas específicos a los estudiantes de la Universidad.

El IIT de Colombia, dentro de un Convenio firmado con el IPT de Sao Paulo - Brasil y con visitas a España y al Brasil, ha analizado los métodos y la consistencia del modelo estructurado en España, y la forma en que el IPT da asistencia técnica a la industria.

También el IIT se ha comprometido a analizar el diagnóstico y estudiar las soluciones de ingeniería en materia de ahorro de energía para la industria.

Capacitación Interna: Buscando un flujo continuo de personal capacitado en el mediano y largo plazo, el programa cuenta con el siguiente esquema:

La Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, ha introducido dentro del programa académico de algunas carreras y de forma electiva, materias relacionadas directamente con el Programa de Conservación y Ahorro de Energía.

Para el año próximo, el Ministerio estudia la posibilidad de incorporar dentro de convenios con el sector educativo, la capacitación de recursos humanos en el área energética. Esto hará parte de un programa general de capacitación de recursos humanos para el Sector de Minas y Energía, que cubrirá el déficit actual, a un costo cercano a los US\$ 45 millones, en los próximos 10 años.

Las bases de la capacitación interna, estarán dadas por la asimilación metodológica y por Convenios de Asistencia Técnica.

Mecanismos del Programa: Después de tener un diagnóstico claro del uso de la energía, así como también del equipamiento que determina el actual consumo, se realizarán otras auditorías energéticas, que evalúen de manera más específica, las posibilidades de conservación y ahorro de energía y que permitan el desarrollo del esquema conceptual del programa.

Sobre el particular, vale la pena aclarar que se han adelantado algunas auditorías energéticas, que a nivel particular han determinado un potencial de ahorro con mínimas inversiones en el orden del 10 al 15%, mientras que con inversiones de fácil retorno, no más de 24 meses, podrían derivar un ahorro cercano al 30%. Durante este mecanismo tendrá un cubrimiento aproximado de 100 empresas previamente seleccionadas de acuerdo con los resultados de los estudios de diagnóstico de consumo, uso de la energía y equipamiento. Esta labor será coordinada por el Ministerio de Minas y Energía y ejecutada por todas las entidades participantes. Para realizar esta labor, se hace indispensable que dentro de los recursos presupuestales adicionales en 1983, se incluya la partida pertinente.

Las auditorías hechas y las que en el corto plazo se realicen, están enfocadas a posibilitar el cumplimiento de los siguientes objetivos específicos:

- Crear un servicio de diagnóstico y asesoría técnica a la industria de tal manera que ésta pueda identificar y poner en práctica medidas previamente recomendadas.
- Crear las condiciones necesarias para mejorar la eficiencia energética de la industria, atendiendo tanto a la cantidad, como a la calidad de la energía consumida.
- Evaluar las posibilidades de sustitución, teniendo como base los recursos de amplia disponibilidad interna.
- Posibilitar el acceso y los medios de financiamiento adecuados que permitan acondicionar el equipamiento óptimo.

Centro de Conservación de Energía: En un largo plazo, se está estudiando la posibilidad de creación de un centro de conservación de energía dentro de un marco institucional que provea asistencia técnica, financiera y de entrenamiento para programas de conservación, ahorro e incluso sustitución de energía.

3. EXPERIENCIA COLOMBIANA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

El Balance Energético Colombiano realizado por el Estudio Nacional de energía, determinó para el año 1979, un consumo en el sector industrial de 42440 Tcal, que constituyen el 31% del consumo total del país. Sin incluir combustibles vegetales, la cifra de consumo en el sector industrial baja a 39530 Tcal.

Dentro del mismo sector, se han estudiado con alguna profundidad, algunas ramas industriales que responden por la utilización de más del 88% de la energía consumida allí, e indicaron posibilidades específicas e importantes de conservación y sustitución en cada una de ellas, que podrían llegar a cifras de 9000 Tcal, lo que en términos económicos, representaría unos US\$ 197 millones de dólares anuales.

Las ramas estudiadas fueron la petroquímica, la cementera, la siderurgia, la alimenticia, la de pulpa de papel y textil dentro del Estudio Nacional. Por su parte el Instituto de Investigaciones Tecnológicas, ha hecho un estudio sobre las áreas de vidrio, destilación de licores y productos químicos.

El CIDI ha realizado estudios específicos a nivel de empresa que complementan los anteriores. Ellos son: Fábrica de Licores de Antioquia, Jabones Inextra, Cales Primical y Compañía Nacional de Chocolates.

G. SISTEMA DE INFORMACION ENERGETICO - SIE -

El Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación hacen esfuerzos conjuntos para dotar al Sector Energético de un sistema de información energético.

Para el efecto, dentro de los programas de asistencia técnica Alemana - Suiza y del ENE, se ha involucrado un programa de trabajo específico, como lo es el sistema de información energético, el cual se encuadra según las necesidades de planeamiento energético en el país en dos sentidos.

En primer término obtener en forma sistemática y coherente toda la información requerida para utilizar los modelos desarrollados y para reestimar periódicamente sus parámetros más importantes. En segundo lugar, se diseñó y revisó de tal manera que permita obtener información no disponible hoy y necesaria para los usuarios actuales y potenciales.

El producto final del sistema de información estará constituido por un Boletín Nacional de Energía que concentra toda la información recogida, agrupada en dos grandes categorías:

Estadística Física y Estadística Económica: La responsabilidad de concentrar y agrupar la información general en el sistema, estará en manos del Ministerio de Minas y Energía. Esta labor exigirá a la entidad personal suficiente y de nivel técnico adecuado por la complejidad en las tareas de planeamiento energético, y con tal fin ya se realizan las primeras tareas.

El diseño del sistema incluye la determinación de las entidades que serían responsables por la recolección de datos primarios a través de la utilización de formularios o encuestas, así como de aquellos que deben agrupar y sistematizar la información referente a un determinado recurso o sector. El Ministerio de Minas y Energía, recibirá boletines parciales compilados por esas entidades y determinará los formularios procedimientos que deban utilizarse para tal fin. La información recogida a través del sistema, será sistemática y consistente y tendrá amplia difusión.

El éxito del Sistema de Información Energético, radica en dos aspectos fundamentales. En su diseño y mecanismos adecuados y en la participación irrestricta y oportuna que presten a él no solo las entidades públicas, sino las empresas y agentes productores y consumidores de todos los sectores económicos.

III-Minería

III. MINERIA

A. INTRODUCCION

Salvo el caso del mineral de hierro y más recientemente del carbón y del níquel, la producción minera se realiza en forma rudimentaria y con las restricciones derivadas del escaso conocimiento sobre reservas, deficiente infraestructura, inadecuada legislación y falta de mecanismos financieros apropiados.

Actualmente la minería genera menos del 1% del producto interno bruto y está constituida particularmente por producción de carbón, esmeraldas, metales preciosos, mineral de hierro, níquel y minerales no metálicos, como se observa en las cifras sobre valor de la producción minera.

La baja participación de los minerales metálicos pone de relieve el carácter incipiente de nuestra industria minera, ya que este grupo comprende metales como el hierro, manganeso, plomo, zinc o níquel, cuya disponibilidad y suministro son la base para la industria metalmeccánica. En cuanto a los minerales no metálicos, éstos incluyen principalmente materias primas para fabricación de cemento y materiales de construcción, como es el caso de las calizas, arcillas, yesos y arenas.

B. GEOLOGIA Y EXPLORACION

1. ESTADO DEL CONOCIMIENTO GEOLOGICO

Es evidente que la capacidad de aprovechamiento de los recursos minerales dependen en primer lugar del grado de conocimiento logrado acerca de la conformación geológica del país. Para ello, el primer paso consiste en la elaboración de la carta geológica, tanto más informativa y útil, cuanto mayor sea su grado de detalle. No obstante los limitados recursos financieros disponibles, el INGEOMINAS ha venido desarrollando sistemáticamente la prospección geológica del territorio nacional. La totalidad del país sólo se encuentra cartografiada a escala 1:1'000.000, que es muy general para delimitación de proyectos específicos de exploración mineral. A escalas más adecuadas, entre 1:100.000 y 1:25.000 únicamente se encuentran cartografiados 62.400 km² de 1.141.748 km² que abarca el territorio nacional.

Además de los mapas geológicos, se cuenta con un mapa metalogénico del país, escala 1:1'000.000 y de un mapa de ocurrencias minerales, donde se indican los sitios reconocidos de manifestación mineral en el país, ya sea que se encuentren en estado de conocimiento preliminar, o que hayan adquirido algún grado de desarrollo minero en el presente o en el pasado.

2. EXPLORACION

INGEOMINAS, ECOMINAS, IAN, COLURANIO y otras entidades estatales y privadas, han venido desarrollando actividades de exploración minera en tierra firme y en la plataforma submarina. Dentro de los estudios geológicos básicos que INGEOMINAS está adelantando en el país, se cuentan una serie de actividades dedicadas a la aplicación de determinadas tecnologías en la búsqueda de minerales como la prospección geoquímica, la fotogeología y la interpretación de imágenes de sensores remotos, así como proyectos de exploración de minerales específicos como carbón, metales básicos, aguas subterráneas, etc.

El INGEOMINAS, en Convenio suscrito con el Servicio Geológico Americano (U.S.G.S.), adelanta un proyecto para la evaluación probabilística de los recursos minerales no combustibles del país, buscando procesar en forma eficiente la información obtenida a través de las investigaciones geológicas, geoquímicas y geofísicas realizadas hasta la fecha, de manera que se logre establecer las áreas más favorables para el descubrimiento de yacimientos minerales, así como determinar apreciaciones probabilísticas sobre el tenor y tonelaje de los mismos.

Para complementar el proyecto antes expuesto, se adelantan los siguientes programas de exploración:

- En cartografía geológica regional y prospección geoquímica se cubrieron entre agosto de 1982 y mayo pasado, 10.000 km², se recogieron 3.200 muestras y se midieron 6.500 m de columnas estratigráficas.
- En la investigación geofísica, la cual está orientada a prestar apoyo a los diferentes proyectos de investigación y evaluación de recursos minerales, cabe resaltar las realizaciones en el desarrollo del Proyecto Mapa Neotectónico Colombiano a escala 1:2'000.000, los trabajos magnetométricos del "Skarn de Mocoa" y el Mapa de Anomalías Isomagnéticas en la misma área. Se desarrolló un proyecto de investigación geológica y geofísica del terremoto de Popayán, mediante el cual se ha obtenido información valiosa acerca de ese movimiento telúrico.
- Por otro lado, con base en el uso de imágenes "Landsat" se adelantan proyectos para el área de Mocoa que permitirán desarrollar un modelo matemático de simulación que identifique y localice anomalías radiométricas en las imágenes.

CUADRO 21

RESERVAS DE LOS PRINCIPALES MINERALES METALICOS
(Millones de toneladas)

Mineral	Probadas o Medidas (R ₂)	Probables o Indicadas (R ₂)	Potencial o Inferida (R ₃)	Totales
Aluminio y Bauxita	—	17.000	400.000	417.000
Cobre	—	200.000	500.000	700.000
Hierro	73.000	55.000	200.000	328.000
Molibdeno	—	200.000	500.000	700.000
Níquel	2.549	3.079	0.693	6.321
Plomo-Zinc	—	3.000	10.000	13.000

FUENTE: Recursos Minerales de Colombia. INGEOMINAS.

CUADRO 22

RESERVAS DE LOS PRINCIPALES MINERALES NO METALICOS
(Millones de Toneladas)

Mineral	(R ₁)	(R ₂)	(R ₃)	Totales
Caliza y Dolimita	—	—	13.039.472	13.039.472
Carbón	3.802.300	411.740	14.505.070	18.719.110
Yesos	1.703	0.512	—	2.215
Fosfatos	50.700	341	281.000	673.500

FUENTE: Recursos Minerales de Colombia. INGEOMINAS.

- El INGEOMINAS, en conjunto con la Universidad Nacional, aprovechando y fortaleciendo la formación de profesionales, realiza en otra de sus actividades la estratigrafía "Facies" y paleografía del sistema Cretáceo de Colombia, cuyo objetivo es reconocer y describir en forma organizada y moderna la conformación geológica del país.
- Contando con la cooperación técnica del Gobierno de los Países Bajos, se continúa la búsqueda de aguas subterráneas en la Guajira, Atlántico, Bolívar, Cundinamarca y Sucre.
- También, a través de INGEOMINAS, se adelantan proyectos de exploración de geología marina, los cuales están plenamente justificados dada la amplia zona territorial con que cuenta el país.

3. RESERVAS MINERAS

En los Cuadros 21 y 22 se indican las cifras de reservas de los minerales metálicos y no metálicos más conocidos en el país, según cálculos realizados por INGEOMINAS, siguiendo el sistema propuesto por las Naciones Unidas, que establece tres categorías para materias "in situ".

C. EXPLOTACION Y DESARROLLO

La mayor parte de la producción minera se origina en explotaciones de pequeña escala y baja productividad.

En el caso de los metales preciosos, el 90% de la producción proviene de pequeños mineros que realizan su labor por sistemas artesanales en la explotación de oro de aluvión.

Algo similar ocurre con el carbón, donde aproximadamente el 92% de las minas existentes trabajan en forma antitécnica con niveles de producción inferiores a las 12.000 toneladas año. Sin embargo, por su carácter de recurso energético, el carbón está recibiendo especial atención del Gobierno y de entidades particulares interesadas en su explotación, dando origen a grandes proyectos de desarrollo carbonífero, según se mencionó en el literal II-C.

En el renglón de minerales metálicos también se observa una tendencia hacia su producción tecnificada en gran escala, específicamente en lo que se refiere a hierro, y recientemente en cuanto a níquel con la puesta en marcha del proyecto de Cerromatoso. Los demás minerales metálicos continúan mostrando bajos niveles de escala y productividad.

La extracción de minerales no metálicos presenta un bajo grado de tecnificación. Su explotación se realiza más que todo con fines de autoabastecimiento de industrias de transformación, y por tanto sus volúmenes son relativamente bajos, condicionados a los

requerimientos de insumos por parte de tales industrias. Las mejores condiciones se presentan en la obtención de caliza para fines siderúrgicos y producción de cemento.

1. PRODUCCION Y CONSUMO

Teniendo como referencia el año de 1982, la producción sectorial y en orden de importancia comprende los metales preciosos con un 42.1%, carbón con el 27.9%, esmeraldas con el 10%. El sector minero bajó su producción en el último período en un 2.1%, como resultado de la alta disminución del oro y pese a las explotaciones de carbón en la Zona Central del Cerrejón y de mineral de níquel en Cerromatoso, las cuales alcanzaron producciones en 1982 de 139.000 y 86.309 toneladas respectivamente.

Metales Preciosos: La producción se reduce en sus tres componentes, pero es básico en el comportamiento por su alta participación el oro. Este comportamiento tiene origen en la situación de los precios internacionales del metal.

Carbón: La producción de este mineral se incrementa para el último año en más del 10% con ocasión de la producción del Cerrejón y la Zona Central y aumentos relativamente importantes en la minería tradicional con el fin de atender procesos sustitutivos.

Piedras Preciosas (Esmeraldas): Redujo su producción en 1982 en cerca del 6%, debido principalmente a la recesión económica mundial.

No Metálicos: Reducen su producción en el último año en cerca del 2.3% como resultado de crecimientos moderados en los materiales de construcción y altas disminuciones en la producción de las sales terrestres y marítimas. La roca fosfórica que incrementó su volumen en cerca del 50% no incidió en el comportamiento por su baja participación en el grupo.

Metálicos: Con ocasión de la nueva explotación de mineral de níquel en Cerromatoso para el año 1982, la producción de mineral de asbesto en Antioquia y un importante incremento en la producción de mineral de hierro, este grupo presentó un incremento del 68.4% en el último período.

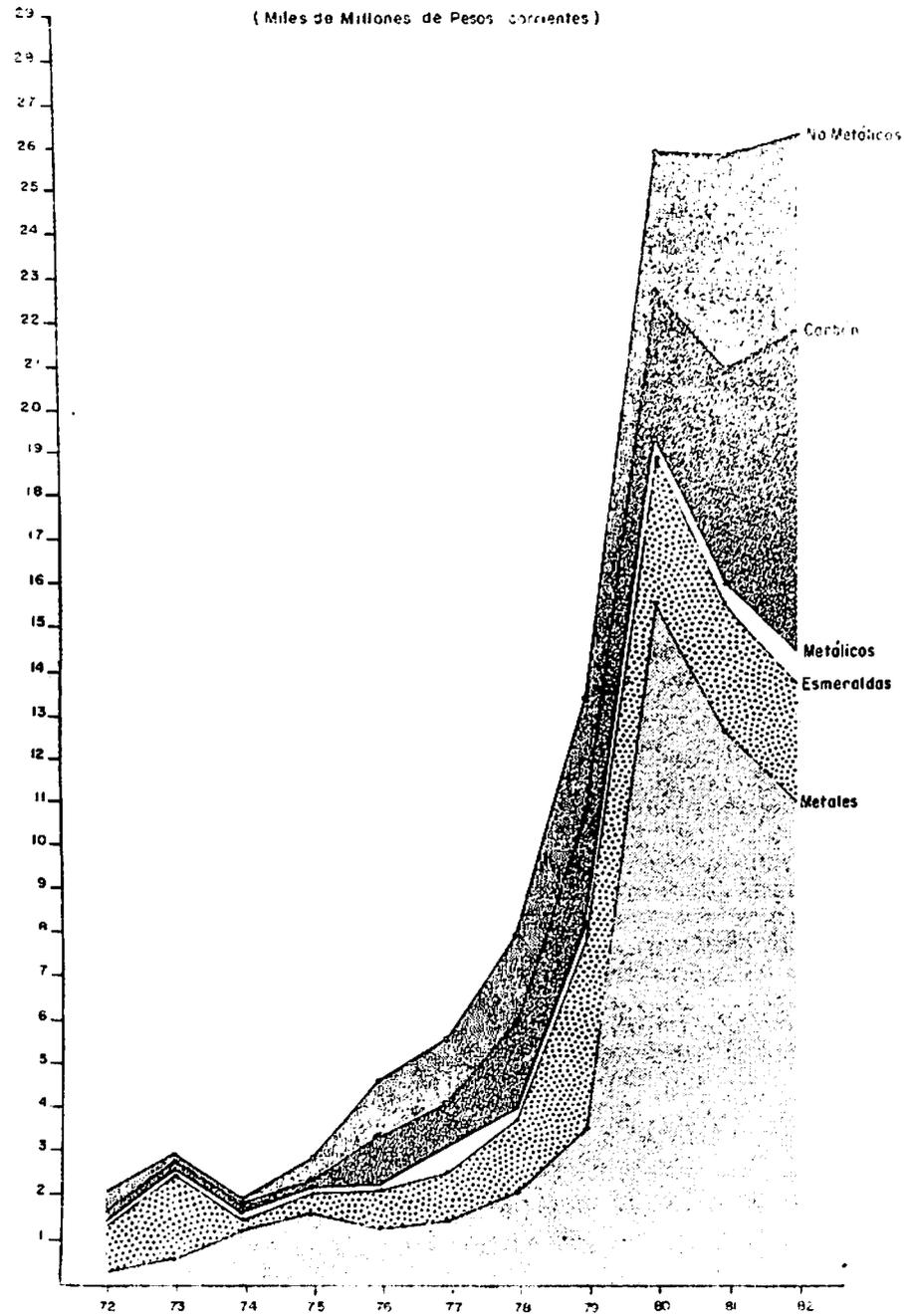
2. BALANZA COMERCIAL

El país es altamente dependiente del exterior en cuanto se refiere al suministro de materias primas semielaboradas y productos terminados de origen mineral.

Las importaciones son variadas y en pequeños volúmenes, siendo la bauxita el mineral que se importa en mayor cuantía. Le siguen en orden de importancia, los asbestos, el zinc y el azufre, todos ellos a fin de suplir las necesidades de abastecimiento de la industria de transformación.

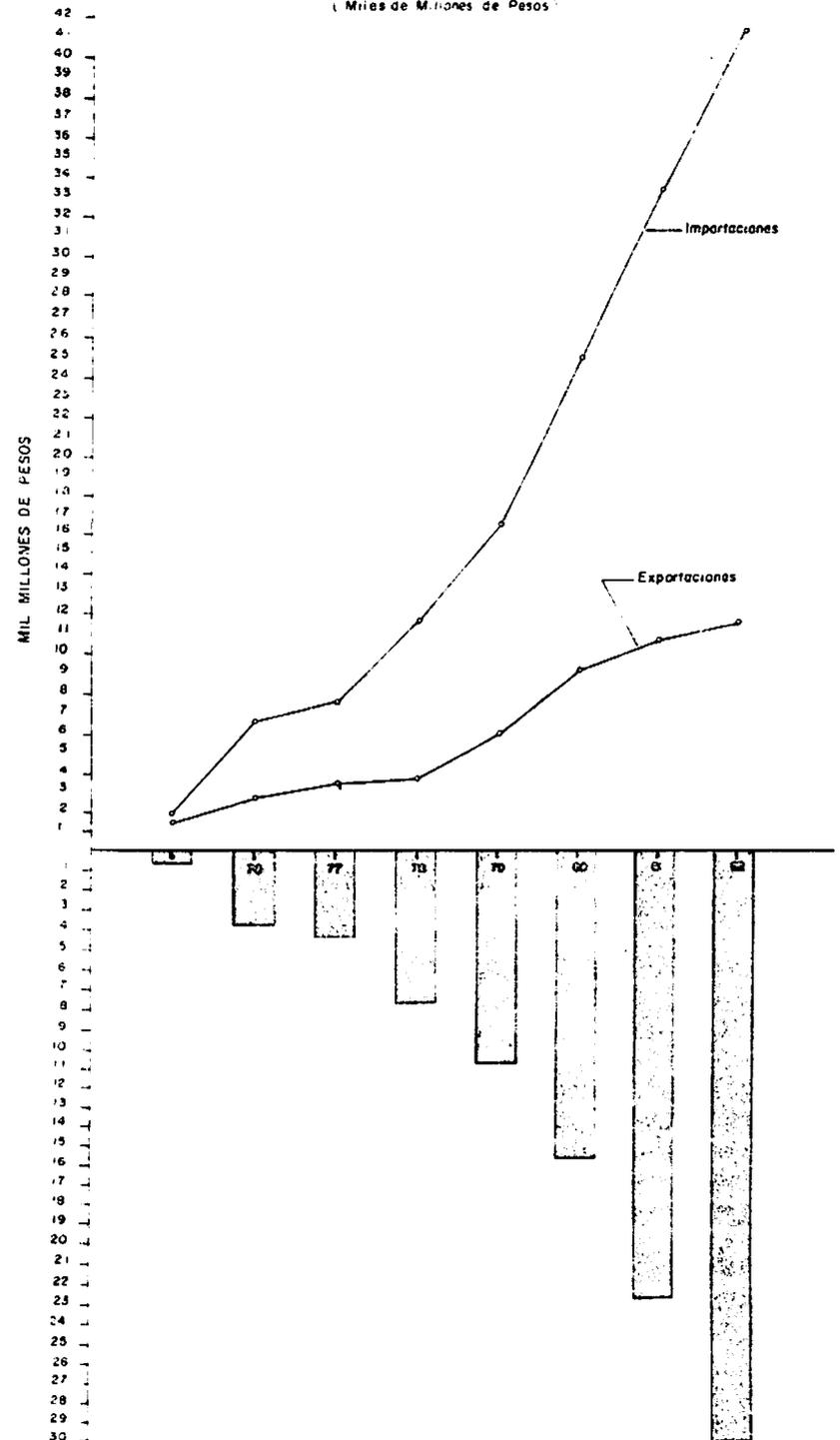
VALOR DE LA PRODUCCION MINERA

(Miles de Millones de Pesos Corrientes)



BALANZA MINERA

(Miles de Millones de Pesos)



CUADRO 23

SINTESIS DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL

Grupo	Valor de la producción en 1982 millones de pesos)	Crecimientos reales (Promedio anual%)			
		81 - 82	80 - 82	75 - 82	70 - 82
Metales Preciosos	11.109	(10.8)	(3.9)	5.8	6.7
Carbón	7.353	10.3	5.9	5.9	6.9
Esmeraldas	2.650	(5.8)	2.6	4.9	4.3
No metálicos	4.368	(2.3)	(1.9)	—	4.3
Metálicos	882	(68.4)	20.1	3.3	3.7
Total	26.362	(2.1)	0.2	4.4	5.9

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía, Oficina de Planeación.

La exportación de minerales ha sido muy baja, debido a que la producción en el país está basada principalmente en la pequeña minería. Dentro de las exportaciones mineras, sólo es significativa la de carbón coquizable, aunque los volúmenes siguen siendo modestos. Los otros minerales que se exportan en menor cuantía no se prestan actualmente para su procesamiento en el país por la carencia de plantas de transformación industrial. En el segundo semestre del año 1982 se inició la exportación de níquel de Cerromatoso y carbón de la Zona Central del Cerrejón, productos éstos que se constituirán en los principales renglones de exportación en el futuro próximo.

D. PERSPECTIVAS Y PROYECTOS

1. CERROMATOSO

A mediados de 1982 se puso en marcha el proyecto de la explotación y exportación del mineral de níquel de Cerromatoso, localizado en Montelíbano (Córdoba). En el período octubre de 1982 - marzo 1983 se extrajeron 179.199 toneladas de mineral y se procesaron 187.894 toneladas con un tenor promedio de níquel de 2.82%. En el mismo período hubo exportaciones totales de 6.5 millones de libras de níquel: el 50% con destino a Holanda, el 26% a los Estados Unidos, el 16.5% a Japón, el 6.4% a Italia y el 1.1% restante a la India.

En el caso del níquel, la recesión mundial se ha visto reflejada en la disminución de los precios de este producto durante los años 1981 y 1982 y apenas en el primer semestre de este año vuelven a presentar una tendencia ascendente. No obstante estas dificultades

CUADRO 24

BALANZA COMERCIAL DEL SECTOR MINERO
Volumen (Ton.)

Año	Exportaciones	Importaciones	Déficit
1975	466.549	364.444	(102.105)
1976	880.628	410.428	(470.500)
1977	754.351	504.831	(249.520)
1978	1.008.674	739.641	(269.033)
1979	1.240.459	884.803	(355.656)
1980	1.281.083	1.062.136	(218.947)
1981	934.857	1.062.773	127.916
1982	995.169	1.114.056	118.887

Valor (Miles de Pesos Col.)

Año	Exportaciones	Importaciones	Déficit
1975	1.609.631	1.957.345	347.714
1976	2.873.992	6.694.773	3.816.781
1977	3.520.810	7.729.763	4.209.753
1978	3.989.095	11.636.240	7.647.145
1979	6.144.600	16.743.314	10.598.714
1980	9.315.969	24.936.046	15.620.077
1981	10.761.292	33.550.845	22.789.553
1982	11.533.257	41.472.324	29.939.067

des, la marcha de las operaciones de producción, refinación y mercadeo de níquel permite establecer una perspectiva optimista acerca del importante papel del níquel en la futura minería del país, particularmente a partir del próximo quinquenio, cuando también deben haberse desarrollado proyectos para su mayor transformación en el país.

2. METALES PRECIOSOS

ECOMINAS, como Agencia del Estado encargada de promover el desarrollo de programas y proyectos de explotación minera, viene estructurando un plan tendiente a rehabilitar la producción de oro en las áreas tradicionalmente productoras de Caldas y Chocó.

a) Oro - Marmato

Dentro de la zona de reserva nacional de Marmato, que recibió ECOMINAS en calidad de aporte, se han emprendido una serie de acciones orientadas a mejorar los sistemas de exploración, explotación y beneficio de oro. La zona se divide en dos partes: La Zona Alta, en la cual explotan 80 mineros pequeñas minas, a quienes el Estado a través de ECOMINAS presta el servicio de molienda y beneficio del mineral de oro, subsidiando en alta proporción estos servicios. Este subsidio ascendió a 70 millones de pesos en 1981 y 1982.

En la Zona Baja se está impulsando el montaje de una planta procesadora para producir 5.000 onzas de oro al año, con un costo inicial de inversión de 280 millones de pesos. Se espera que los resultados de la producción sean una nueva e importante fuente de recursos para ECOMINAS.

El montaje de la planta deberá hacerse en 1983 para entrar en operación en 1984.

b) Oro de Chocó

Este proyecto responde a la política del actual Gobierno, en el sentido de presentar soluciones a los problemas más sentidos de las regiones colombianas y de promover la reactivación económica del sector minero.

La actual Empresa de Mineros del Chocó S.A., es el resultado de una serie de transacciones que culminaron en 1977 con la adquisición de la propiedad por parte de los mismos trabajadores. En la actualidad la situación es de iliquidez total, con un pasivo laboral creciente, carencia absoluta de materiales y repuestos y suspensión de la producción.

El Gobierno Nacional designó a ECOMINAS para que se encargue de la reactivación del proyecto minero con el apoyo de PROEXPO, el cual ha aprobado un crédito por valor de \$791 millones y de otros organismos del Estado, ante los cuales ECOMINAS ha logrado la aprobación de créditos por valor de \$100 millones. ECOMINAS está adelantando en forma muy activa la asesoría técnica del proyecto, formalización de los créditos y el diseño de la forma empresarial más adecuada que se perfila como la creación de una empresa autónoma en reemplazo de la actual Mineros del Chocó S.A.

3. FOSFATOS

En vista del interés que tiene para el país la producción de fertilizantes con destino a mejorar la producción agropecuaria y ahorrar divisas que se pagan por importación de esos insumos, ECOMINAS ha promovido un proyecto de industrialización de roca fosfórica de gran magnitud y ha participado como socio en la promoción de las empresas departamentales de Fosfatos de Boyacá, Norte de Santander y Huila.

El Proyecto de Industrialización de Roca Fosfórica pretende el montaje industrial para producción de 100.000 toneladas al año de pentóxido de fosfato, a partir de la roca fosfórica ubicada en Pesca (Boyacá).

En el mes de agosto de 1983 se terminarán los estudios de factibilidad contratados con un consorcio de firmas extranjeras y de sus resultados dependerá el diseño y montaje de las plantas industriales.

La Empresa de Fosfatos de Boyacá, cuyo principal accionista es ECOMINAS, aumentará su producción de roca fosfórica molida de 20 a 150 toneladas por día.

La Empresa de Fosfatos de Norte de Santander posee yacimientos con reservas de 5.5 millones de toneladas de roca fosfórica que utiliza para producir un concentrado del 30% de P_2O_5 . La capacidad de beneficio es de 10 ton/hora. ECOMINAS está asistiendo técnicamente a la empresa y cooperando con ella para promover el uso de nuevas tecnologías, que permitan un desarrollo más ambicioso y una producción de fertilizantes para satisfacer la demanda regional. Los avances en este sentido son muy prometedores a corto plazo.

4. MINERALES METALICOS

La importancia y perspectivas de la industria minera giran por lo general, alrededor de la explotación y transformación de los minerales metálicos y especialmente los denominados metales básicos, como el hierro, cobre, níquel, aluminio, estaño, plomo y zinc.

Con la producción de níquel de Cerromatoso, se ha dado comienzo a una etapa de desarrollo de proyectos mineros a gran escala y el país ha entrado a ocupar un puesto de importancia dentro de los países exportadores de este mineral.

La explotación de mineral de hierro ha tenido un desarrollo aceptable dadas las necesidades de la industria siderúrgica. El resto de la minería metálica está por desarrollarse en sus diversas fases.

Actualmente es motivo de atención la exploración y evaluación de mineral de cobre, bauxita y polimetálicos.

a) Proyecto Mocoa (Cobre)

Con base en un Convenio de Cooperación Técnica entre INGEOMINAS-Naciones Unidas y ECOMINAS, se ha venido adelantando la exploración de cobre en el área suroccidental del país, 10 km al norte de la ciudad de Mocoa. Hasta el momento, la actividad principal ha sido la perforación exploratoria que permitió comprobar reservas de 200 millones de toneladas con un tenor de 0.4% de cobre y 0.06% de molibdeno.

A partir del mes de julio del presente año, las actividades se limitarán a registrar toda la información geológica obtenida en los núcleos de perforación, para llevar a cabo el cálculo de reservas, tenores, planeamiento minero y análisis financiero del depósito, lo cual constituye la parte fundamental del informe de prefactibilidad que será concluido a comienzos de 1984. La evaluación económica preliminar que se ha realizado sobre este proyecto indica que se requerirían inversiones cercanas a los 500 millones de dólares para poner en explotación el depósito, mediante un sistema combinado de minería subterránea y a cielo abierto, para producir concentrados de cobre-molibdeno.

Vale la pena señalar que a través de este proyecto el personal técnico y científico de INGEOMINAS y ECOMINAS ha recibido el entrenamiento y la capacitación debida, lográndose importantes avances, los que indudablemente redundarán, además, en beneficio de la Institución y del país.

Una vez terminados los estudios de prefactibilidad, se entrará a definir la financiación de la factibilidad minera y económica, la cual puede demorar dos años más.

b) Proyecto Pantanos - Pegadorcito

El área del proyecto está localizada al occidente del departamento de Antioquia, en los límites de los municipios de Frontino y Dabeiba.

El proyecto se ejecutó mediante contrato entre INGEOMINAS y ECOMINAS, con el objeto de determinar el verdadero potencial económico del área mineralizada, la cual, mediante estudios geoquímicos previos mostró valores de interés para cobre y molibdeno. Con base en los trabajos de campo realizados hasta el momento, se calcularon reservas inferidas de 200 millones de toneladas con un tenor promedio de 0.4% de cobre.

Aunque los resultados obtenidos indican que el depósito no es de importancia económica por el momento, el área debe ser considerada como una zona de reserva para el futuro, cuando la infraestructura de la región y el precio del cobre a nivel mundial indique que el yacimiento puede explotarse con rendimiento económico.

5. URANIO

El Instituto de Asuntos Nucleares (IAN) y la Compañía Colombiana de Uranio han venido adelantando las labores de exploración de minerales de interés nuclear como el uranio y el torio.

El IAN y COLURANIO han centrado sus esfuerzos y recursos en la continuación y ampliación de la exploración en las áreas que contienen uranio en el país, con base en los resultados obtenidos por inversionistas extranjeros que trabajaron durante unos seis años, habiendo efectuado una inversión del orden de 25 millones de dólares.

El IAN seleccionó dos áreas prioritarias para continuar los trabajos de exploración, por lo que actualmente está perforando en las zonas de Berlín (Caldas) y Zapatoca (Santander del Sur).

Otras áreas devueltas por las compañías asociadas han sido aportadas y entregadas por el Ministerio a COLURANIO. De ellas se consideran como potencialmente positivas las de Ocaña en Norte de Santander, Contratación en Santander, Caño Negro en Cundinamarca y Meta y Berlín en Caldas.

Esta última área corresponde al proyecto más avanzado realizado por la Compañía Minatome, pero debido al bajo precio del uranio y a los altos costos de tratamiento del mineral, se consideró conveniente suspender las actividades en espera de unas mejores condiciones futuras.

a) Proyecto California (Santander)

En el área de California donde el Ministerio de Minas otorgó un aporte de 24.000 hectáreas, se llevaron a cabo campañas de exploración superficial mediante sistemas de radiometría, geoquímica y emanometría.

Con la anterior actividad se concluyó la etapa de exploración general, la cual permitió delimitar dentro del aporte dos áreas potencialmente positivas denominadas San Antonio y el Pozo.

En el área de San Antonio se determinaron los diferentes cuerpos mineralizados y se inició la etapa de perforación geológica para conocer la profundidad, cantidad y calidad del mineral existente.

Los niveles anómalos determinados a diferentes profundidades pueden considerarse como un resultado positivo dentro de esta primera fase de la etapa de perforación y justifican plenamente su continuación.

b) Proyecto Ocaña (Norte de Santander)

La evaluación de la información geológica recolectada por la Compañía Minatome permitió descartar por parte del área objeto del permiso.

Se ha llevado a cabo un reconocimiento geológico y radiométrico mediante el cual se determinaron ambientes geológicos favorables en otras áreas. Se ubicaron entonces zonas anómalas con minerales reconocibles de uranio, lo que puede considerarse también como un resultado positivo en esta etapa inicial del proyecto y permitirá a final del presente año, definir la ubicación de trincheras y sitios de perforación.

6. OTROS PROYECTO PROGRAMADOS

a) Yacimientos Polimetálicos del Caño Negro (Meta)

Se trata de un área localizada en el límite de los departamentos del Meta, Boyacá y Cundinamarca, en una formación orientada norte-sur, con una longitud de más de 40 kilómetros y una anchura de 10 kilómetros.

ECOMINAS decidió realizar en el área una serie de trabajos tendientes a establecer la importancia de las manifestaciones minerales. Para 1983 se busca conseguir la financiación para la ejecución del proyecto de exploración.

b) Tungsteno

Como resultado de actividades exploratorias adelantadas por INGEOMINAS, se establecieron algunas áreas potencialmente promisorias ubicadas en la Cordillera Central, que justifican la exploración de tungsteno, con el objeto de establecer las reservas de este recurso.

c) Azufre

Ante los requerimientos de azufre que demandará la puesta en marcha del Proyecto de Industrialización de la Roca Fosfórica y considerando la existencia de numerosos prospectos de este mineral en el suroccidente del país, algunos de los cuales se vienen explotando industrialmente, se ha previsto la necesidad de realizar esfuerzos en la prospección de dicho recurso, puesto que las reservas probadas actualmente no abastecen las demandas nacionales.

d) Bauxita

Se trata de un proyecto orientado a la explotación de los depósitos de bauxita, ubicados en los departamentos de Cauca y Valle. Las investigaciones iniciales realizadas por INGEOMINAS determinaron la existencia de unas reservas posibles de 750 millones de toneladas en base húmeda.

Estudios adicionales han evidenciado la factibilidad del proyecto con base en los bajos costos de la energía en el país, en comparación hecha a nivel mundial.

e) Fomento Minero

ECOMINAS estructuró un programa de crédito de fomento para la pequeña y mediana minería que fue aprobado por el Gobierno Nacional mediante Decreto 2063 de agosto de 1980. Sin embargo, esta intención quedó limitada por la falta de asignación de recursos para atender adecuadamente la demanda de crédito del sector minero y que ha sido insistente por parte del empresario minero. A pesar de lo anterior, se han hecho esfuerzos para conseguir recursos financieros confiables que permitan cumplir con ese objetivo, considerándose como prioridad a corto plazo el acordar el acceso de esta línea de usuarios al Fondo Nacional de Garantías.

E. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO

Teniendo en cuenta la necesidad de promover la minería como actividad básica, desde hace varios años se estableció la necesidad de aumentar los elementos de juicio para mejorar la definición de la política minera.

El Ministerio de Minas y Energía, luego de una evaluación conjunta con el Departamento Nacional de Planeación, estimó conveniente ejecutar mediante consultoría los estudios para la formulación de un plan nacional de desarrollo minero.

La selección de la firma consultora y la firma del respectivo contrato se llevaron a cabo a mediados del año pasado, pero sólo en mayo del presente año se pudieron iniciar formalmente esos es-

tudios. El consorcio consultor, constituido por las firmas Instituto de Estudios Colombianos (IEC) - INTEGRAL, está realizando un estudio amplio y detallado sobre la situación y perspectivas del sector minero el cual, una vez concluido, pondrá a disposición del Estado diversas herramientas de planeamiento y un sistema de información técnica, institucional, jurídica y económica que harán posible el diseño de una política ágil, integral y adecuada para lograr el óptimo aprovechamiento de los recursos minerales de Colombia.

Los estudios están dirigidos y coordinados conjuntamente por el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación y FONADE. Las diferentes entidades estatales del sector minero, es decir ECOMINAS, INGEOMINAS, CARBOCOL, IAN y COLURANIO, vienen participando activamente en la elaboración y supervisión, lo cual permite que los estudios se orienten hacia las áreas prioritarias y que la posterior etapa de ejecución de proyectos y programas cuente con el debido apoyo y coordinación sectorial.

IV- Reorganización Administrativa

IV. REORGANIZACION ADMINISTRATIVA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

A. EXPOSICION DE MOTIVOS

Honorables Congressistas:

Durante los ocho años transcurridos desde la última reestructuración administrativa, se han producido, en medio de la reciente crisis energética, diversos fenómenos de carácter jurídico y económico que han afectado las actividades del Ministerio y que suscitadamente podemos mencionar así:

- Incremento acelerado de las inversiones en energía, minería e hidrocarburos.
- Déficit de la balanza comercial petrolera.
- Súbita valorización de los carbones en el mundo, de los cuales Colombia posee cuantiosas reservas.
- Expedición de las siguientes normas y disposiciones:
 - Ley 61 de 1979 sobre el carbón.
 - Ley 56 de 1981 por la cual se regulan las expropiaciones y servidumbres de los bienes afectados por las obras públicas de generación eléctrica y otras.
 - Documento CONPES sobre "Lineamientos de Política en el Sector Carbón".
- Creación de las siguientes entidades vinculadas a este Ministerio: Carbones de Colombia S.A. CARBOCOL, Compañía Colombiana de Uranio S.A. COLURANIO y la Financiera Eléctrica Nacional S.A. FEN.

Estos hechos han incrementado las responsabilidades del Ministerio sin que se haya producido una adecuación de la estructura administrativa de su Dirección Superior que, le permita siquiera atender las disposiciones establecidas con anterioridad al año de 1975 y que, a manera de ejemplo, podemos citar el caso del Decreto 1275 de 1970 que estipula la obligación por parte de este Ministerio de prestar asistencia técnica gratuita a la pequeña y mediana empresa minera.

Para poder dirigir y controlar la exploración, explotación, transporte, refinación, beneficio, transformación, distribución y producción de minerales e hidrocarburos y sus derivados, así como lo relativo a las actividades de generación, transmisión, interco-

nexión y distribución de energía eléctrica, el Ministerio sólo cuenta con la actual organización, establecida mediante el Decreto 2301, y para la ejecución de los proyectos con las siguientes entidades:

a) Adscritas:

- Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL
- Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras INGEOMINAS
- Instituto de Asuntos Nucleares IAN
- Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA

b) Vinculadas:

- Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL
- Empresa Colombiana de Minas ECOMINAS
- Carbones de Colombia S.A. CARBOCOL
- Financiera Eléctrica Nacional S.A. FEN
- Compañía Colombiana de Uranio S.A. COLURANIO
- Interconexión Eléctrica S.A. ISA

La consolidación y fortalecimiento de estas entidades le ha permitido al país sortear las dificultades ocasionadas por la ya mencionada crisis energética, lo cual se ha plasmado en un gran aumento de la capacidad de generación, como también de las redes de transmisión y subtransmisión eléctrica; y, en materia de hidrocarburos si bien no se ha logrado llegar a la autosuficiencia, ha sido posible abastecer la demanda interna de los derivados con un 70% de crudo nacional, en tanto que el faltante se ha logrado importar en forma oportuna gracias a la capacidad técnica y administrativa de ECOPETROL. De igual manera merece destacarse, tanto en el campo de la minería como en el de la energía, la puesta en marcha del contrato de asociación CARBOCOL - INTERCOR para explotar los carbones del Cerrejón, cuyas características de calidad, ubicación y monto de reservas convierten este proyecto en pilar fundamental para que Colombia inicie la época de la gran minería y pueda convertirse en un importante exportador de este insumo energético, una vez satisfecha la demanda interna de las termoeléctricas y demás sectores de la industria nacional.

Basta un pequeño esfuerzo mental para imaginar las consecuencias que implicaría para la economía una crisis en su sistema eléctrico, una falla en el suministro de hidrocarburos o un retraso en la implementación de los proyectos del sector minero. Afortunadamente el país ha sabido darle la dimensión que el problema requiere y es así como ha destinado gran parte del presupuesto nacional y de su capacidad de endeudamiento para financiar los proyectos mineros y energéticos, a la vez que ha ordenado la realización de varios estudios sectoriales, como:

- El Estudio del Sector de Energía Eléctrica ESEE
- El Estudio Nacional de Energía ENE
- El Estudio Nacional de Aguas ENA y
- Los Estudios para la Formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero.

Lo anterior ha sido acompañado con diversas medidas de política plasmadas en Leyes, Decretos, Resoluciones del CONPES y del propio Ministerio de Minas y Energía que han tenido como propósito fundamental hacerle frente a las situaciones coyunturales de los últimos años y con la mira estratégica de planear el inevitable proceso de transición energética impuesto por el aumento en los precios del petróleo y por el manejo geopolítico que de él hicieron los países exportadores.

Pero los resultados obtenidos hasta el momento, no están en proporción con los esfuerzos realizados, debido, entre otras razones, a las deficiencias de la estructura institucional en el organismo rector -el Ministerio de Minas y Energía- las que, en forma sucinta, podemos enumerar así:

- a. Carencia de un centro de información y sistemas, lo cual incide en el estado inadecuado de los archivos y en la desactualización de gran parte de los datos estadísticos sobre el Sector. La ausencia de la sistematización incide negativamente en todas las dependencias del Ministerio ya que deben procesar todos los asuntos en forma manual con las concebidas consecuencias de lentitud e imprecisión.
- b. Carencia de técnicas modernas de organización y métodos.
- c. El actual organigrama resulta obsoleto ya que algunas dependencias no tienen el nivel requerido para el cabal cumplimiento de sus funciones y, en consecuencia se hace necesario eliminar algunas o, bien, fusionar, crear y fortalecer otras.
- d. Paralelo al punto anterior se presenta una preocupante situa-

ción que le impide al Ministerio contar con personal técnico más calificado y especializado en cada rama debido a que las condiciones de remuneración que puede ofrecer lo colocan en situación de desventaja frente a las compañías privadas, sobre todo extranjeras y, aún ante sus propias entidades adscritas y vinculadas. Como consecuencia de ello, los funcionarios con que cuenta el Ministerio tramitan todos los asuntos en condiciones de inferioridad económica y de infraestructura, lo cual afecta en forma directa su capacidad de trabajo. No hace falta, entonces, cuantificar las implicaciones de diverso orden que traen consigo las fallas en el manejo de los delicados asuntos a su cargo.

e. En términos generales, se puede afirmar que actualmente se está operando con un nivel de eficacia muy bajo, tal como lo ha señalado el Estudio Nacional de Energía -ENE-, cuyas recomendaciones hemos recogido en el proyecto de reforma hasta donde ha sido posible. Esta ineficiencia es la que ha impedido el cabal cumplimiento de las funciones asignadas al Ministerio de Minas y Energía. A manera de ejemplo, citamos algunas de las funciones que no se han podido ejercer en forma satisfactoria:

e.1 Los literales b), c) y h) del Artículo 2o. del Decreto 2301 le asignan al Ministerio una labor investigativa en los campos minero y energético que no ha cumplido a cabalidad por falta de personal suficiente y capacitado, de recursos presupuestales y de infraestructura adecuada.

e.2 El literal f) del citado artículo estipula una importantísima función que tampoco ha sido desempeñada en forma satisfactoria por las mismas razones del punto anterior. Dicho literal dice textualmente:
"Llevar el censo de los yacimientos mineros o de hidrocarburos de propiedad del Estado o de particulares, otorgados a cualquier título; del potencial eléctrico, de las exploraciones, reservas probadas y probables, producción actual y futura, transporte, beneficio, industrialización, comercialización de minas e hidrocarburos y las estadísticas de generación, transmisión, interconexión y distribución de energía eléctrica, como también de los proyectos de transformación de las materias primas de minas, de hidrocarburos y energía y, en general, obtener todos los datos necesarios para que el Ministerio disponga de los elementos de juicio indispensables para la elaboración de los programas y políticas que impulsen y desarrollen la totalidad de las fuentes y usos de energía en forma coordinada y efectiva."

e.3 La función del literal j) del mismo Artículo 2o. que se refiere a la calificación y el control del movimiento de los capi-

tales extranjeros vinculados a las industrias del petróleo y de la minería en todas sus ramas, no se lleva a cabo de manera óptima por falta de personal en cantidad y calidad.

e.4 La función del literal l) del mismo Artículo 2o. que se refiere a la fijación y control de precios de los derivados del petróleo y gas natural se cumple de manera deficiente por falta de personal y recursos presupuestales.

e.5 La función del literal ll) del artículo en cita, que tiene por objeto velar por el mantenimiento del balance ecológico y la preservación del medio ambiente en el desarrollo de todas las actividades mineras y energéticas, no se cumple por carecer de infraestructura; vale decir, no se cuenta siquiera con una dependencia para ello.

e.6 La función del literal o) del artículo mencionado que se refiere a la orientación, coordinación y evaluación de los planes del sector eléctrico, ha encontrado dificultad en su ejecución por falta de personal y adecuación de la estructura del Ministerio.

A lo anteriormente anotado se agrega que los organismos adscritos y vinculados poseen una infraestructura de información y planeación más consolidada que la del propio Ministerio por lo cual éste, con repetida frecuencia, se ve en la imperiosa necesidad de tramitar los planes, programas y proyectos que se originan en las entidades, sin haberlas sometido, con el debido rigor, a las evaluaciones requeridas.

A manera de síntesis, podemos afirmar que el Ministerio de Minas y Energía debe asumir un papel de primer orden en lo que respecta a la seguridad e higiene minera y, en general, ejercer con mayor eficacia las funciones de vigilancia, control y fiscalización en los tres sectores que tiene a su cargo: minería, hidrocarburos y electricidad.

LA NUEVA ESTRUCTURA ORGANICA:

Teniendo en cuenta las actuales restricciones de tipo fiscal, se ha procurado que los cambios a introducir en la estructura interna tengan el menor impacto presupuestal y, en consecuencia, el propósito que nos anima al proponer las modificaciones de las distintas dependencias del Ministerio de Minas y Energía, es el de lograr el mayor grado de eficiencia en el cumplimiento de cada una de las funciones generales y específicas del Ministerio, con el menor costo posible y sin incrementar el personal más allá de lo estrictamente necesario.

La orientación general de la reforma se enmarca dentro de los parámetros del Decreto 1050 de 1968 y demás normas complementarias de la Reforma Administrativa del citado año que, básicamente, asigna la ejecución de los proyectos a las entidades adscritas y vinculadas, centrando la labor de los ministerios y departamentos administrativos, en la dirección, planeación y control de las actividades sectoriales y también teniendo en cuenta que se trata de atender el desarrollo de programas prioritarios del Gobierno Nacional en las áreas de la energía y la minería.

En tal sentido, el proyecto de reforma conserva, en lo fundamental, las funciones asignadas mediante Decreto 2301 de 1975; en tanto que los cambios formulados pretenden dotarlo de las herramientas necesarias que permitan el eficaz cumplimiento de sus funciones y el logro de las metas que el país se ha fijado para el aprovechamiento de sus recursos minerales y sus fuentes de energía.

El Organigrama propuesto:

En el nuevo proyecto de reestructuración se crean cuatro Direcciones Generales, a saber:

- Minas
- Hidrocarburos
- Energía Eléctrica, y fuentes no convencionales
- Asuntos Legales

Las razones que validan la creación de las direcciones generales son las siguientes:

- a) La división constituye un marco estrecho para poder coordinar, vigilar, controlar y planear las actividades del sector energético y minero.
- b) La dirección permite que el cargo sea ocupado por una autoridad en la materia, cosa que no ocurre en el momento.
- c) El Ministro, con la actual estructura administrativa, concentra en sus manos un gran cúmulo de decisiones que por su importancia no puede delegar en un jefe de división y que bien podría hacerlo en un director general.
- d) Un director general se encuentra en mejores condiciones de entenderse, con las compañías privadas energéticas, mineras y petroleras y, para coordinar las relaciones con las propias entidades adscritas y vinculadas que hoy en día aventajan al Ministe-

rio en diversos aspectos: fortaleza económica, flexibilidad administrativa y financiera, manejo de técnicas modernas, etc., lo mismo que para orientar, conceptuar y decidir sobre los múltiples aspectos jurídicos y técnicos que se relacionan con las funciones propias del Ministerio.

- e) Dado el hecho que dentro del sector minero y energético, tanto oficial como privado, el Ministerio tiene las condiciones laborales más bajas, la elevación del nivel salarial para algunos cargos produciría en forma automática un incentivo para el personal más capacitado, contribuyendo con ello a frenar el éxodo que se ha producido hacia las empresas privadas u oficiales del Sector.

Además de la creación de las direcciones generales podemos destacar los siguientes puntos:

- a)
 - a.1 Se fortalece la labor investigativa e informativa del Ministerio en los campos energético y minero, tomando en consideración las recomendaciones formuladas por el Estudio Nacional de Energía -ENE-.
 - a.2 Se hacen más eficaces las funciones de planeamiento mediante la dotación de herramientas y mejoras infraestructurales, tales como la sistematización, la creación de un centro de información y el fortalecimiento específico de la Oficina de Planeación.
 - a.3 Teniendo en cuenta la existencia de un gran número de convenios de asistencia técnica internacional que, con ayuda de diversos países, se adelantan en el campo de la minería y la energía, se crea una Sección de Cooperación Técnica Internacional que, además, se encargará de coordinar con el Ministerio de Relaciones Exteriores y el Departamento Nacional de Planeación los asuntos internacionales en los cuales tenga interés el Ministerio.
 - a.4 Se crea la Sección de Organización y Métodos, que tendrá como función principal la elaboración y actualización de los manuales de organización de funciones y procedimientos circulares y demás instrucciones que sean necesarias para mejorar la actuación administrativa.
- b) La División de Personal y la de Servicios Generales quedarán bajo la directa dependencia del Secretario General, lo cual determinará su responsabilidad sobre el manejo administrativo del Ministerio.

- b.1 En lo referente a la División de Personal se establecen dos secciones, la primera de las cuales tendrá a su cargo el cumplimiento de las funciones de evaluación, clasificación, registro y control de los empleados del Ministerio. La otra sección: la de Bienestar Social y Adiestramiento, será la encargada de velar por la asistencia social a los funcionarios, programar el plan anual de adiestramiento, tramitar en coordinación con Planeación Nacional y el ICETEX las becas al exterior, seleccionar los candidatos para participar en los cursos que dicte el SENA, la ESAP y otros centros docentes.
- b.2 La División de Servicios Generales tendrá a su cargo la dirección de los servicios relacionados con almacén, transporte, mantenimiento, archivo, correspondencia, publicaciones, cafetería, vigilancia y demás servicios de apoyo administrativo del Ministerio. Esta División, contará con dos secciones: 1) Materiales y Suministros y 2) Servicios, dentro de cuyas funciones se ha querido resaltar el manejo del archivo que requiere ser modernizado para que preste una mayor utilidad a los funcionarios del Ministerio y al público en general.
- c) La Dirección General de Hidrocarburos, con el objeto de poder ejercer la vigilancia técnica y administrativa de la industria de hidrocarburos en sus ramas de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución, contará con cuatro divisiones a saber: Combustibles, Conservación y Reservas, Fiscalización, Exploración y Contratos. Dentro de estas divisiones destacamos algunas secciones que se han creado o modificado:
- c.1 La Sección de Redes de Distribución, que depende de la División de Combustibles, tendrá dentro de sus funciones, las siguientes: aprobar los proyectos de diseño y construcción de las redes de distribución de gas natural para el consumo doméstico, vigilar las instalaciones, preparar normas y reglamentos, etc.
- c.2 Dado el difícil manejo del combustible doméstico denominado COCINOL y los problemas de seguridad que aparece para las familias que lo utilizan, especialmente niños, se hace indispensable la creación de una sección especial dependiente de la División de Combustibles que se encargará de la vigilancia y el control de su transporte, almacenamiento y distribución, con miras a evitar los problemas de especulación y los innumerables accidentes que genera su manejo.
- c.3 La Sección de Contratos y Oleoductos, dependiente de la División de Exploración y Contratos, se encargará de

diar los contratos de asociación sobre exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional, como también estudiar y conceptuar sobre rutas generales y trazados definitivos de oleoductos y gasoductos, sus modificaciones, líneas adicionales y de conexión.

- d) La Dirección General de Minas, contará con las siguientes divisiones: Seguridad e Higiene Minera, Fiscalización, Ingeniería y Proyectos, Asistencia Técnica y Fomento Minero. Dentro de los aspectos a destacar en las divisiones, tenemos:
- d.1 Se propone crear la División de Seguridad e Higiene Minera con el propósito de viabilizar el cumplimiento de las políticas que el Ministerio de Minas y Energía ha trazado para subsanar las precarias condiciones de seguridad minera en que se desenvuelve la minería actualmente en el país, especialmente las explotaciones subterráneas de carbón, donde no se controlan los evidentes riesgos intrínsecos de fuegos y explosiones que conlleva la extracción de este mineral, donde la fortificación de las galerías se realiza en forma inadecuada o no se realiza; donde abundan los problemas de ventilación, iluminación y desagüe; donde se hace una mala utilización de herramientas y equipos y donde los accidentes mortales y graves son de común ocurrencia. La estructura y funciones de esta nueva División están encaminadas a expedir y vigilar la aplicación de una reglamentación adecuada al medio colombiano y acorde con las exigencias de la tecnificación necesaria de las minas que implicará el desarrollo de las plantas termoeléctricas.
- d.2 Se enfatiza el objetivo de mantener el balance ecológico y una adecuada preservación del medio ambiente en el desarrollo de todas las actividades relacionadas con la exploración, explotación, industrialización y comercialización de los recursos mineros, petroleros y energéticos. Para tal efecto se crea una Sección, dependiente de la División de Seguridad e Higiene Minera, cuyas funciones son exclusivas al respecto.
- d.3 Se redistribuye la conformación de las zonas mineras, creando una nueva para los departamentos de Cundinamarca y Boyacá y otra para la Costa Atlántica, a la vez que se hace una reorientación de sus funciones, su organización interna y su dirección, con miras a lograr que la asistencia técnica a la pequeña y mediana empresa minera, como también el cumplimiento de otras funciones no menos importantes se preste en forma eficaz y oportuna. Las zonas mineras dependerán de la División de Asistencia Técnica y Fomento Minero.

e) La Dirección General de Asuntos Legales, contará con tres divisiones: División Legal de Minas, División Legal de Hidrocarburos y División Legal de Energía Eléctrica.

e.1 La creación de la División Legal de Energía Eléctrica se hace con miras a atender el gran volumen de negocios generados por la expansión del Sector y por las funciones que la Ley 56 de 1981 le asigna al Ministerio de Minas y Energía.

f) Dentro de la Dirección de Energía Eléctrica y Fuentes No Convencionales se ha creado la División de Fuentes No Convencionales, cuyo objetivo es el de promover la investigación en dicho campo y evaluar las posibilidades de utilizarlas allí donde los servicios son deficientes. La División se hará cargo de las siguientes fuentes de energía: solar, eólica, biomasa, geotérmica, oceánica, de la turba, los esquistos bituminosos y áreas alquitranadas.

g) Dada la creación de los directores generales y el fortalecimiento de la Oficina de Planeación, se suprimen los cargos de asesores del Ministerio.

IMPLICACIONES PRESUPUESTALES:

La planta de personal con que cuenta el Ministerio es de 464 empleados y la que resultaría, en caso de aprobarse el presente proyecto, de aproximadamente 496, es decir, que se incrementaría en 32 personas. Cabe destacar que este aumento fundamentalmente estaría constituido por personal profesional y de alto nivel técnico; en consecuencia, no se crearán más cargos para choferes, celadores o secretarías.

El valor anual de los sueldos básicos de la actual planta es de \$152 millones y el resultante de la nueva sería de \$168 millones, lo cual significaría un incremento de apenas el 10.5%, porcentaje que se aplicaría en igual proporción al costo de las prestaciones y transferencias, aproximadamente.

Para poder financiar el costo de la nueva planta hemos considerado los siguientes mecanismos:

- Redistribución de algunos cargos, de tal manera que se utilice el personal de aquellos que se supriman.
- Suspensión de los cargos de asesores y no uso de las vacantes que se produzcan a partir de la fecha.
- Un pequeño esfuerzo del presupuesto nacional para cubrir la diferencia entre la actual y la nueva planta.

— También es conveniente aclarar que las modificaciones introducidas no darán lugar a incrementos en los gastos generales, esto es, compra de equipos, vehículos o elementos similares.

CONSIDERACIONES FINALES:

La reestructuración administrativa no es la solución total para resolver en forma automática y de por sí los numerosos y complejos problemas económicos, financieros, científicos, tecnológicos, jurídicos, de seguridad e higiene, de protección ambiental, etc., que tiene la minería y la energía; pero si es indispensable para que los esfuerzos hechos desde el gobierno o el sector privado logren los resultados esperados y, en consecuencia, se pueda garantizar el cumplimiento de los siguientes objetivos:

- a) Proporcionar energía eléctrica confiable a la industria, la agricultura y el sector residencial de todo el país.
- b) Implementar en forma gradual y sistemática, una política de transición energética que permita la sustitución de los hidrocarburos por el uso de las fuentes que posee el país con mayor abundancia, básicamente carbón y recursos hídricos. Todo ello dentro del propósito de lograr la autosuficiencia energética.
- c) Lograr el abastecimiento de la demanda de minerales que requiere la economía nacional y exportar los excedentes, dentro de un contexto que armonice el desarrollo de la gran minería con el impulso a la pequeña y mediana.
- d) Garantizar para las regiones donde se adelanten proyectos mineros y energéticos, la obtención de beneficios tangibles tanto del orden económico como social, velando por la preservación del balance ecológico y la protección del medio ambiente.

Estos objetivos generales requieren para su feliz obtención de un esfuerzo mancomunado que conjugue grandes inversiones de capital nacional y extranjero, políticas agresivas de exploración, explotación y comercialización, un programa de recursos humanos y la indispensable adecuación institucional del Sector.

De los Honorables Congresistas,

CARLOS MARTINEZ SIMAHAN
Ministro de Minas y Energía

Bogotá, 18 de julio de 1983

das con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo.

- b) Realizar, directamente o a través de organismos descentralizados adscritos o vinculados, las investigaciones geológicas, las exploraciones técnicas y los estudios económicos necesarios para lograr un mejor conocimiento de las posibilidades mineras, de hidrocarburos y de los recursos hidroeléctricos.
- c) Celebrar o tramitar con terceros contratos especiales para desarrollar las actividades a que se refiere el ordinal precedente.
- d) Destinar cualquier área minera del dominio continental o insular de la República, de las aguas territoriales o de la plataforma submarina para la realización de los trabajos mencionados en los literales anteriores y aportar a entidades descentralizadas o a sociedades de economía mixta los yacimientos mineros que se encuentren en tales zonas y que el Gobierno considere básicos para el desarrollo del país.
- e) Dictar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento y comercialización de los recursos naturales no renovables, así como las relativas a la generación, transmisión, interconexión, distribución y de control técnico de la energía eléctrica. Igualmente, hacer cumplir las obligaciones estipuladas en actos unilaterales o bilaterales que otorguen derechos para el ejercicio de las anteriores actividades, imponer sanciones por el incumplimiento de aquellas normas y compromisos y tomar las medidas necesarias para lograr que los titulares de yacimientos mineros o de hidrocarburos de propiedad del estado o de particulares, realicen en forma técnica y económica la exploración de toda el área y la explotación de los recursos mencionados que en ellos se encuentren, hagan la evaluación de las correspondientes reservas o potencial y obtengan el aprovechamiento total de las sustancias y recursos comercialmente explotables que se hallen en los respectivos depósitos o caudales.
- f) Llevar el censo de los yacimientos mineros de hidrocarburos de propiedad del estado o de particulares, otorgados a cualquier título, del potencial eléctrico, de las exploraciones, reservas probadas y probables, producción actual y futura, transporte, beneficio, industrialización y comercialización de minas e hidrocarburos y las estadísticas de generación, transmisión, interconexión y distribución de energía eléctrica, como también de los proyectos de transformación de las materias primas de minas, de hidrocarburos y energía y, en general, obtener todos los datos necesarios para que el Ministerio disponga de los ele-

mentos de juicio indispensables para la elaboración de los programas y políticas que impulsen y desarrollen la totalidad de las fuentes y usos de energía en forma coordinada y efectiva.

- g) Prestar, directamente o mediante contrato, asistencia técnica a la industria minera y estimular y promover con otros organismos oficiales o particulares el fomento de cooperativas y asociaciones destinadas a las diversas actividades de la minería y de la metalurgia.
- h) Adelantar, en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones económicas para la elaboración de programas de producción, financiamiento, distribución, consumo y exportación de materias primas mineras, de hidrocarburos y de sus productos.
- i) Aprobar o improbar, de acuerdo con las disposiciones pertinentes y en coordinación con los organismos oficiales que tengan competencia para ello, los proyectos de inversión de capitales extranjeros destinados a las actividades mineras o petroleras.
- j) Calificar las inversiones y controlar el movimiento de los capitales extranjeros vinculados a las industrias del petróleo y de la minería en todas sus ramas, de conformidad con las normas correspondientes y en coordinación con las entidades competentes.
- k) Fijar, de acuerdo con la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, los volúmenes de producción que los explotadores de hidrocarburos deben destinar a la refinación en el país y su forma de pago, los precios de venta y los que correspondan, para efectos cambiarios y fiscales, a los hidrocarburos de exportación y sus derivados y los valores que hayan de reintegrarse cuando la producción no se procese en el territorio nacional en las correspondientes proporciones.
- l) Adoptar la política de precios de los derivados del petróleo y del gas natural en refinería o en planta y los de distribución al por mayor y al consumidor, con la asesoría de la Comisión de Precios, fijar y controlar los precios de tales productos y sancionar su incumplimiento de conformidad con las normas vigentes adscritas a la Superintendencia de Industria y Comercio.
- ll) Velar, en coordinación con las demás entidades oficiales, por el mantenimiento del balance ecológico y por una adecuada preservación del medio ambiente en desarrollo de todas las actividades relacionadas con la exploración, explotación, industrialización y comercialización de los recursos mineros, petroleros y energéticos.

- m) Conocer y tramitar las solicitudes propuestas de permisos, aportes, arrendamientos, concesiones y licencias para la explotación y explotación de minerales, expedir o celebrar los actos unilaterales o bilaterales que definan aquellas peticiones y, en general, tomar las decisiones que otorguen o nieguen a los particulares, a las entidades públicas o a las empresas de economía mixta, los derechos sobre los yacimientos mineros y sobre el posterior aprovechamiento de los recursos explotados.
- n) Realizar, oficiosamente o a petición de parte, en cualquier momento de la actuación administrativa y con el fin de que el Gobierno localice con precisión el área correspondiente y juzgue la seriedad de las respectivas solicitudes propuestas, el examen, confrontación y verificación en el terreno, de los mojones, linderos, puntos de referencia, planos, accidentes geográficos y topográficos, características geológicas, identificación de los minerales solicitados, estado y condiciones de los trabajos exploratorios y, en general, de los informes suministrados o que deban suministrar los interesados.
- ñ) Tomar las medidas indispensables para que las exploraciones mineras y de hidrocarburos que se adelantan en áreas de propiedad privada o de propiedad nacional, se realicen técnicamente en la totalidad de tales áreas, examinar y verificar en el terreno los mojones y linderos correspondientes, evitar desperdicio y regular la producción de las sustancias minerales o de hidrocarburos comercialmente explotables, ya sea de propiedad del estado o de particulares y, en general, obtener que se realice la exploración técnica de toda la zona, así como su exploración en cumplimiento de las obligaciones de los actos respectivos.
- o) Dictar las normas e implementar los mecanismos que permitan garantizar la ejecución de las labores mineras en condiciones adecuadas de higiene y seguridad con el fin de prevenir los accidentes de trabajo y las enfermedades profesionales que se presentan en el desarrollo de la explotación de las minas.
- p) Orientar, coordinar y evaluar los planes que sobre electricidad se establezcan a nivel internacional, nacional y regional, a partir de tensiones de 115 kilo-voltios.
- q) Promover la interconexión de los diversos sistemas eléctricos a fin de atender deficiencias en áreas donde la capacidad de generación no pueda servir adecuadamente la demanda y lograr el mejor aprovechamiento de los sistemas eléctricos.

III. ORGANIZACION DEL MINISTERIO

Artículo 4o.- La organización del Ministerio de Minas y Energía será la siguiente :

A. DESPACHO DEL MINISTRO

B. DESPACHO DEL VICEMINISTRO

Oficina de Planeación

1. División de Programación y Coordinación Sectorial
 - a. Sección de Cooperación Técnica Internacional
 - b. Sección de Programación Presupuestal
 - c. Sección de Organización y Métodos
2. División de Investigaciones Económicas
 - a. Sección de Sistemas y Estadísticas
 - b. Sección de Investigaciones
3. División de Inversiones y Control Cambiario y Fiscal

C. DESPACHO DEL SECRETARIO GENERAL

1. División de Personal
 - a. Sección de Evaluación, Clasificación, Registro y Control.
 - b. Sección de Bienestar Social y Adiestramiento
2. División de Servicios Generales
 - a. Sección de Materiales y Suministros
 - b. Sección de Servicios

D. DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS

1. División de Combustibles
 - a. Sección de Redes de Distribución de Gas Natural
 - b. Sección de Combustibles Líquidos
 - c. Sección de Cocinol
 - d. Sección de Gas Propano
 - e. Sección de Control y Prevención
2. División de Fiscalización de Hidrocarburos
 - a. Sección de Inspección y Control de Hidrocarburos e Inventario de Equipos
 - b. Sección de Liquidación
3. División de Exploración y Contratos
 - a. Sección de Geología y Geofísica
 - b. Sección de Contratos y Oleoductos

4. División de Conservación y Reservas
 - a. Sección de Ingeniería de Yacimientos
 - b. Sección de Ingeniería de Producción

E. DIRECCION GENERAL DE MINAS

1. División de Seguridad e Higiene Minera
 - a. Sección de Normas y Control
 - b. Sección de Coordinación y Servicios
 - c. Sección del Medio Ambiente
2. División de Fiscalización de Minas
 - a. Sección de Liquidación, Regalías e Impuestos
 - b. Sección de Control e Inspección
3. División de Ingeniería y Proyectos
 - a. Sección de Estudios de Ingeniería
 - b. Sección de Evaluación de Proyectos
4. División de Asistencia Técnica y Fomento Minero
Secciones Regionales Mineras
 - a. Ibagué
 - a.1. Grupo de Asistencia Técnica y Seguridad Minera
 - a.2. Grupo de Beneficio de Minerales y Metalurgia
 - b. Bucaramanga
 - b.1. Grupo de Asistencia Técnica y Seguridad Minera
 - b.2. Grupo de Beneficio de Minerales y Metalurgia
 - c. Medellín
 - c.1. Grupo de Asistencia Técnica y Seguridad Minera
 - c.2. Grupo de Beneficio de Minerales y Metalurgia
 - d. Pasto
 - d.1. Grupo de Asistencia Técnica y Seguridad Minera
 - d.2. Grupo de Beneficio de Minerales y Metalurgia
 - e. Quibdó
 - e.1. Grupo de Asistencia Técnica y Seguridad Minera
 - e.2. Grupo de Beneficio de Minerales y Metalurgia
 - f. Bogotá
 - f.1. Grupo de Asistencia Técnica y Seguridad Minera
 - f.2. Grupo de Beneficio de Minerales y Metalurgia
 - g. Costa Atlántica
 - g.1. Grupo de Asistencia Técnica y Seguridad Minera
 - g.2. Grupo de Beneficio de Minerales y Metalurgia

F. DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS LEGALES

1. División Legal de Minas
2. División Legal de Hidrocarburos
3. División Legal de Energía Eléctrica

G. DIRECCION GENERAL DE ENERGIA ELECTRICA Y FUENTES NO CONVENCIONALES

1. División de Energía Eléctrica
 - a. Sección de Estudios Financieros y Tarifarios
 - b. Sección de Estudios Técnicos
 - c. Sección de Electrificación Rural
2. División de Fuentes No Convencionales

H. UNIDADES DE ASESORIA Y COORDINACION

1. Consejo Superior de Minas y Energía
2. Comité de Coordinación Interna
3. Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural
4. Comisión de Personal
5. La Junta de Licitaciones y Adquisiciones

IV. DESCRIPCION DE FUNCIONES

Artículo 5o.- El Ministro, el Viceministro y El Secretario General cumplirán las funciones establecidas para dichos cargos por el Decreto 1050 de 1968 que dice así: Son funciones del MINISTRO además de las que le señalan la Constitución Nacional, el Código de Régimen Político y Municipal y otras disposiciones especiales, las siguientes :

- a) Ejercer, bajo su propia responsabilidad, las funciones que el Presidente de la República les delegue o la Ley les confiera, y vigilar el cumplimiento de las que por mandato legal se hayan otorgado a dependencias del Ministerio, así como de las que hayan delegado en funcionarios de su despacho.
- b) Participar en la dirección, coordinación y control de los establecimientos públicos, empresas industriales y comerciales del Estado y sociedades de economía mixta, adscritos o vinculados a su despacho, conforme a las leyes y a los respectivos estatutos.
- c) Dirigir, revisar y coordinar los trabajos de la Oficina de Planeación del Ministerio y gestionar, directamente o por medio de funcionarios de su dependencia, la incorporación de los programas de su sector en los planes generales de desarrollo.

- d) Revisar y aprobar los proyectos de presupuestos de inversión y funcionamiento que hayan de ser presentados al Departamento Nacional de Planeación y a la Dirección General de Presupuesto, y el prospecto de utilización de los recursos del crédito público que se contemplen para la rama a su cargo.
- e) Vigilar el curso de la ejecución del presupuesto correspondiente al Ministerio y revisar y aprobar las solicitudes que se envíen a la Dirección General de Presupuesto para los acuerdos mensuales de ordenación de gastos.
- f) Suscribir a nombre de la Nación los contratos relativos a asuntos propios del Ministerio, conforme a la Ley, a los actos de delegación del Presidente y a las normas pertinentes, y
- g) Las de administración de personal conforme a las normas sobre la materia.

Artículo 6o.- Son funciones del Viceministro:

- a) Suplir las faltas accidentales del Ministro, cuando así lo disponga el Presidente de la República.
- b) Asesorar al Ministro en la formulación de la política o planes de acción del Ministerio y asistirlo en las funciones de dirección, coordinación y control que a dicho funcionario corresponden.
- c) Asistir al Ministro en sus relaciones con el Congreso, vigilar el curso de los proyectos de ley relacionados con el ramo, y preparar oportunamente, en acuerdo con el Ministro, las observaciones que éste considere del caso someter a la Presidencia de la República para la sanción u objeción de tales proyectos.
- d) Cumplir las funciones que el Ministro le delegue.
- e) Representar al Ministro en las Juntas o Consejos Directivos y en las actividades oficiales que éste le señale.
- f) Estudiar los informes periódicos u ocasionales que las distintas dependencias del Ministerio y las entidades adscritas o vinculadas a éste deben rendir al Ministro o a la Oficina de Planeación del Ministerio, y presentar al primero las observaciones que de tal estudio se desprendan.
- g) Dirigir la elaboración de los informes que sobre el desarrollo de los planes y programas del ramo deben presentarse al Departamento Nacional de Planeación y la de aquellos que sobre las actividades del Ministerio hayan de ser enviados al Presidente de la República, y

- h) Preparar para el Ministro los informes y estudios especiales que éste le encomiende y dirigir la elaboración de la memoria anual que debe presentarse al Congreso.

Artículo 7o.- El Secretario General será un funcionario encargado de asegurar la orientación técnica y la continuidad en la prestación de los servicios y la ejecución de los programas del Ministerio. Son funciones del Secretario General:

- a) Atender, bajo la dirección del Ministro y del Viceministro, y por conducto de las distintas dependencias del Ministerio, a la prestación de los servicios y a la ejecución de los programas adoptados.
- b) Velar por el cumplimiento de las normas legales orgánicas del Ministerio y por el eficiente desempeño de las funciones técnicas y administrativas del mismo y coordinar la actividad de sus distintas dependencias.
- c) Autorizar con su firma los actos del Ministro y los del Viceministro, cuando fuere del caso.
- d) Ejercer las funciones que el Ministro le delegue.
- e) Elaborar o revisar los proyectos de decretos, resoluciones y demás documentos que deben someterse a la aprobación del Ministro.
- f) Tramitar y llevar a la consideración del Ministro los contratos relacionados con los respectivos servicios.
- g) Dirigir, de acuerdo con las unidades de planeación y de presupuesto, la elaboración de los proyectos de presupuesto de inversión y de funcionamiento del Ministerio y presentarlos al Ministro, acompañados de su explicación y de la justificación detallada de cada una de las apropiaciones.
- h) Informar periódicamente al Ministro y al Viceministro, o a solicitud de éstos, sobre el despacho de los asuntos del Ministerio y el estado de ejecución de los programas del mismo, e
- i) Llevar la representación del Ministro, cuando éste lo determine, en actos o asuntos de carácter técnico o administrativo.

Artículo 8o.- Corresponde a la OFICINA DE PLANEACION ejercer las funciones que se le asignan en el Decreto 1050 de 1968 y las de asesoría en materias económicas relacionadas con las funciones del Ministerio y de las entidades adscritas o vinculadas. Estas funciones son:

- a) Preparar en colaboración con otros organismos públicos, en especial con el Departamento Nacional de Planeación, y cuando fuere del caso, con técnicos y representantes del sector privado, los planes y programas del ramo.
- b) Revisar cada uno de los proyectos que integran el plan sectorial.
- c) Proponer las partidas presupuestales que en cada vigencia exija la ejecución de los indicados planes y proyectos.
- d) Someter los planes del sector, una vez aprobados por el Ministro, al Departamento Nacional de Planeación para que éste los estudie, coordine e incorpore en los planes generales de desarrollo y los presupuestos anuales de inversión pública.
- e) Evaluar la ejecución y proponer los reajustes que aparezcan necesarios o convenientes a los planes del sector.
- f) Preparar el presupuesto anual de funcionamiento del Ministerio que habrá de someterse a la Dirección General de Presupuesto.
- g) Programar la actividad de las distintas unidades del mismo para la debida ejecución de los planes y el despacho de los asuntos a su cargo.
- h) Dirigir la preparación de los proyectos de asistencia técnica externa de las entidades adscritas y vinculadas.
- i) Coordinar la tramitación de las solicitudes de crédito interno y externo de las entidades adscritas y vinculadas.
- j) Dirigir la elaboración de los estudios de reorganización administrativa, sistemas y procedimientos y de planta de personal.
- k) Coordinar los servicios de información, documentación y biblioteca.
- l) Evaluar los proyectos de inversión de capitales extranjeros en minería e hidrocarburos.
- ll) Colaborar con la Oficina de Cambios y con la Dirección de Impuestos Nacionales en el control cambiario y fiscal del Sector.

Artículo 9o.- División de Programación y Coordinación Sectorial. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Preparar en colaboración con las Direcciones Generales del Ministerio y otros organismos, en especial con el Departamento

Nacional de Planeación, los planes y programas de inversiones públicas del Sector de Minas y Energía.

- b) Programar las inversiones del Ministerio en coordinación con las Direcciones Generales.
- c) Preparar el anteproyecto de presupuesto de inversión y funcionamiento del Ministerio y sus entidades adscritas a la Dirección General de Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- d) Estudiar y evaluar la estructura orgánica institucional del Sector, así como las modificaciones de planta de personal del Ministerio y entidades adscritas.
- e) Colaborar en la preparación de estudios económicos del sector minero-energético.
- f) Tramitar las solicitudes de asistencia técnica externa con las entidades adscritas o vinculadas.
- g) Evaluar la ejecución de los proyectos de inversión del Sector, financiados a través de los programas de asistencia técnica externa.
- h) Supervisar la ejecución presupuestal del Ministerio y sus entidades adscritas y vinculadas.
- i) Preparar informes sobre la ejecución presupuestal.
- j) Tramitar las solicitudes de crédito interno y externo de las entidades adscritas y vinculadas.
- k) Coordinar la elaboración y evaluación de las normas de organización y métodos que sean necesarias para mejorar la actuación administrativa del Ministerio.

Artículo 10o.- Sección de Cooperación Técnica Internacional. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Colaborar en la coordinación de las solicitudes de asistencia técnica externa para la realización de proyectos de inversión de las entidades adscritas y vinculadas.
- b) Colaborar en la elaboración y presentación al Departamento Nacional de Planeación las solicitudes de asistencia técnica externa.
- c) Evaluar la ejecución de los proyectos de inversión del sector financiados a través de programas de asistencia técnica externa.

- d) Tramitar las solicitudes de crédito externo, por parte de las entidades adscritas y vinculadas.

Artículo 11o.- Sección de Programación Presupuestal. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Colaborar en la preparación del presupuesto de funcionamiento del Ministerio de Minas y Energía.
- b) Estudiar los anteproyectos anuales de inversión presentados por los institutos adscritos al Ministerio.
- c) Revisar, analizar y evaluar la programación trimestral de los institutos adscritos al Ministerio.
- d) Tramitar las solicitudes de crédito interno de las entidades adscritas y vinculadas que lo soliciten.

Artículo 12o.- Sección de Organización y Métodos. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Elaborar y mantener al día en coordinación con las diferentes dependencias del Ministerio, los manuales de organización de funciones y procedimientos circulares y demás instrucciones que sean necesarias para mejorar la actuación administrativa de la entidad.
- b) Realizar los estudios de actualización administrativa incluyendo los de reorganización y de sistemas de información necesarios para la agilización del proceso de toma de decisiones y coordinar con la División de Sistemas la sistematización de los datos que requieren ser procesados.
- c) Asesorar a las dependencias del Ministerio sobre su organización y métodos de trabajo.
- d) Cooperar con la División de Personal en la elaboración de instrucciones relativas al personal y en estudios de análisis y evaluación de cargos.

Artículo 13o.- División de Investigaciones Económicas. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Adelantar estudios para la elaboración de los planes que requiera el desarrollo de los recursos naturales no renovables, el fomento adecuado del comercio exterior de sus productos, con base en investigaciones de mercado tanto a nivel nacional como internacional.

- b) Programar, dirigir y coordinar estudios económicos sobre diferentes aspectos del Sector de Minas y Energía en el país.
- c) Colaborar en la elaboración de los estudios que requiera y adelante el Ministerio para la formulación de la política de desarrollo del Sector.
- d) Elaborar estudios y ponencias que sobre hidrocarburos, energía y minería presente el Ministerio en Congresos y Simposios.
- e) Participar en la elaboración y discusión de estudios económicos del Sector en coordinación con otras entidades públicas y privadas, a través de los comités sectoriales.
- f) Coordinar los estudios sobre los análisis financieros de las empresas mineras y de energía, lo mismo las investigaciones de mercados internos y externos para los minerales hidrocarburos, sus productos y la electricidad.
- g) Obtener y elaborar datos estadísticos sobre minería y energía.
- h) Estudiar y evaluar desde el punto de vista económico los proyectos de inversión para la explotación y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos del país.
- i) Coordinar la prestación de los servicios de biblioteca y documentación.

Artículo 14o.- Sección de Sistemas y Estadística. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Elaborar y supervisar los programas, planes y proyectos de mejoramiento de los sistemas administrativos, incluyendo los de reorganización del Ministerio y el procesamiento de datos que requieran las actividades de la entidad.
- b) Coordinar con las entidades adscritas y vinculadas al Ministerio los programas de sistematización.
- c) Colaborar en el análisis de información estadística de carácter económico del Sector.
- d) Preparar indicadores estadísticos sobre el Sector de Minas y Energía.
- e) Elaborar y diseñar los formularios que sobre información técnica y económica requiera la Oficina para la elaboración estadística.

Artículo 15o.- Sección de Investigaciones. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Elaborar trabajos y estudios económicos sobre diferentes aspectos del Sector de Minas y Energía en el país.
- b) Colaborar en la elaboración de estudios y ponencias que sobre hidrocarburos, energía y minería presente el Ministerio en congresos, simposios, etc.
- c) Realizar los análisis financieros de las empresas mineras y de energía.
- d) Realizar estudios de mercado interno y externo para los productos del Sector de Minas y Energía.

Artículo 16o.- División de Inversiones y Control Cambiario y Fiscal. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Evaluar los proyectos de inversión de capitales extranjeros en minería e hidrocarburos.
- b) Dirigir y coordinar los estudios sobre proyectos mineros para la aprobación de créditos externos.
- c) Coordinar la supervisión de los proyectos mineros aprobados por el Ministerio para la autorización de crédito externo.
- d) Colaborar con el Departamento Nacional de Planeación para la calificación de la inversión extranjera en el sector minero.
- e) Colaborar con la Dirección de Impuestos Nacionales y con la Oficina de Cambios en el control fiscal y de capitales respectivamente.
- f) Atender las consultas que se presenten en la Oficina de Planeación sobre el control cambiario y fiscal del Sector.
- g) Colaborar en la elaboración de los estudios para la fijación de precios de los derivados del petróleo y del gas natural y de tarifas de oleoductos.
- h) Colaborar en la preparación de los estudios económicos del Sector.
- i) Tramitar los contratos de servicios técnicos para la minería y el petróleo en concordancia con el Artículo 155 del Decreto 444 de 1967.

Artículo 17o.- División de Personal. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Organizar, dirigir y controlar la dirección y administración de los recursos humanos del Ministerio.
- b) Proponer la expedición de normas necesarias para el desarrollo de las políticas de dirección y administración de personal y velar por su cumplimiento de conformidad con las normas legales vigentes.
- c) Coordinar y asesorar con las demás dependencias, los asuntos relacionados con el cumplimiento y desarrollo de las normas sobre administración de personal.
- d) Tramitar las novedades para la nómina con destino a las dependencias del Ministerio de Hacienda y la Contraloría General de la República delegadas ante el Ministerio de Minas y Energía.
- e) Tramitar las providencias sobre vacaciones, indemnización por vacaciones, sanciones, renunciaciones, comisiones, destituciones, retiros del servicio, nombramientos, insubsistencias y personal de jubilación.
- f) Establecer programas de vacaciones y elaborar programas de capacitación del personal.
- g) Coordinar los programas de bienestar social del Ministerio con el Departamento Administrativo del Servicio Civil.
- h) Responder por las actividades de las Secciones a su cargo y velar por el cumplimiento de la sana política de administración de personal.
- i) Asesorar a las Directivas del Ministerio sobre régimen prestacional y disciplinario y demás asuntos laborales.
- j) Elaborar anualmente el informe general sobre las labores realizadas en la División.
- k) Elaborar los estudios y conceptos técnicos que en el ramo de administración de personal, soliciten el Ministro, el Viceministro y el Secretario General.
- l) Responder por la correcta aplicación de las normas disciplinarias.
- m) Coordinar con la Oficina de Planeación del Ministerio y el Departamento Administrativo del Servicio Civil el estudio, elaboración y revisión del manual de funciones.

Artículo 18o.- Sección de Evaluación, Clasificación, Registro y Control. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Tramitar las providencias sobre vacaciones, renunciaciones, comisiones, destituciones, retiros del servicio, nombramientos, insubstancias y personal para jubilación.
- b) Llevar control de traslados y requerimientos de personal.
- c) Tramitar las novedades para la nómina con destino a la Sección de Pagaduría y la Contraloría General, delegadas ante el Ministerio.
- d) Elaborar la programación de vacaciones del personal del Ministerio.
- e) Efectuar la evaluación de méritos del personal del Ministerio.
- f) Realizar las pruebas y tests en coordinación con el Departamento Administrativo del Servicio Civil del personal que se pretende vincular.
- g) Coordinar los estudios relacionados con la actualización del manual de funciones del Ministerio.

Artículo 19o.- Sección de Bienestar Social y Adiestramiento. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Elaborar el plan anual de adiestramiento determinando los cursos a dictar, costo, número de participantes, calendario, sitio y entidades participantes.
- b) Tramitar en coordinación con la Oficina de Planeación del Ministerio y con el ICETEX lo concerniente a becas al exterior.
- c) Seleccionar los candidatos para participar en los cursos que dicten el SENA, la ESAP, INCOLDA y demás centros docentes.
- d) Evaluar los cursos que han sido dictados y llevar las estadísticas del personal adiestrado.
- e) Programar las actividades culturales a desarrollar en la entidad.
- f) Tramitar la afiliación de los funcionarios a los diferentes organismos recreacionales del Estado.
- g) Dar asistencia social a los funcionarios.

Artículo 20o.- División de Servicios Generales. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Dirigir los servicios administrativos del Ministerio, relacionados con almacén, transporte, mantenimiento, archivo, correspondencia, publicaciones, cafetería, vigilancia y demás servicios de apoyo administrativo.
- b) Preparar los reglamentos administrativos internos para la prestación de los servicios a su cargo en el Ministerio y vigilar su cumplimiento.
- c) Elaborar informes mensuales, en colaboración con la Unidad Delegada de Presupuesto sobre disponibilidades y ejecución presupuestaria, para proyectar los planes de dotación de servicios y gastos mensuales que requiera la correcta administración del Ministerio.
- d) Programar y dirigir la microfilmación e incineración de documentos.
- e) Coordinar las políticas y normas sobre utilización y medios de transporte y asignación de los mismos.
- f) Elaborar programas sobre adquisición de elementos y equipos necesarios para que el Ministerio desarrolle sus labores y tramitar la compra y distribución de los mismos.

Artículo 21o.- Sección de Materiales y Suministros. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Recibir los elementos que lleguen al Almacén, verificando su cantidad y calidad.
- b) Llevar registros pormenorizados de ingresos y egresos.
- c) Ordenar y supervisar el despacho de elementos y materiales a las dependencias que lo requieran.
- d) Responder por el mantenimiento, seguridad e integridad de los elementos en depósito.
- e) Elaborar y revisar informes, correspondencia, asiento en los registros correspondientes e inventarios.
- f) Confrontar periódicamente con los registros las existencias físicas.
- g) Elaborar los pedidos de elementos que se adquieren por intermedio del comercio.

- h) Intervenir en la elaboración del programa de compras.
- i) Intervenir en la entrega de elementos destinados a las zonas mineras e inspecciones.

Artículo 22o.- Sección de Servicios. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Responder por el adecuado mantenimiento de los equipos, máquinas y demás enseres asignados a la dependencia.
- b) Ordenar y controlar el trabajo relacionado con el adecuado mantenimiento de las máquinas.
- c) Solicitar la adquisición de los repuestos requeridos.
- d) Velar por el buen mantenimiento y aseo del edificio.
- e) Coordinar y supervisar las actividades relacionadas con el buen funcionamiento de los vehículos de propiedad del Ministerio.
- f) Tener actualizadas las rutas de transporte de personal y ajustarlas según las necesidades.
- g) Velar por el orden y conservación del archivo.
- h) Organizar y vigilar los archivos parciales especializados.
- i) Facilitar al personal autorizado los documentos y copias que se soliciten.
- j) Dirigir y coordinar el recibo, registro, distribución y despacho de la correspondencia.
- k) Organizar y controlar el servicio de mensajería.
- l) Velar por el correcto funcionamiento de máquinas y equipos existentes en la imprenta.
- ll) Lograr una eficaz cooperación de los trabajos de imprenta y publicaciones solicitados.
- m) Responder por la calidad y eficiencia de los trabajos elaborados en la imprenta del Ministerio.
- n) Responder por la entrega oportuna de los diferentes trabajos solicitados en la imprenta.

Artículo 23o.- DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS. Son funciones de la Dirección las siguientes:

- a) Ejercer la vigilancia técnica y administrativa de la industria de hidrocarburos en sus ramas de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución, y vigilar el estricto cumplimiento de los reglamentos y normas que la regulan.
- b) Evaluar y supervisar técnicamente los planes y programas de exploración, explotación, refinación y transporte de hidrocarburos que adelanta la Empresa Colombiana de Petróleos.
- c) Asesorar a las dependencias respectivas en los asuntos técnicos relacionados con la planeación y desarrollo de la industria de los hidrocarburos.
- d) Estudiar y preparar los reglamentos y normas que regulen las diferentes actividades de la industria de los hidrocarburos.
- e) Elaborar y comunicar las liquidaciones de cánones superficiales, participaciones, beneficios e impuestos de transporte por oleoductos y gasoductos.
- f) Calificar las licencias semestrales e individuales para la importación de bienes de capital y otros elementos destinados a la industria de hidrocarburos.
- g) Estudiar y conceptuar sobre solicitudes de derechos de importación de equipos de perforación, de oleoductos, gasoductos y refinería, y supervisar las especificaciones y destinación de los materiales así importados.
- h) Estudiar y conceptuar desde el punto de vista técnico sobre los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional.
- i) Aprobar las licencias de funcionamiento de los establecimientos dedicados al comercio de los combustibles derivados del petróleo y del gas.
- j) Asesorar a las dependencias respectivas en los estudios sobre construcción de refinerías, fijación de precios del petróleo y gas natural para la exportación y procesamiento en el país y en la determinación de los precios de los productos derivados del petróleo y del gas natural.

Artículo 24o.- División de Combustibles. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Ejercer la vigilancia técnica del comercio de los combustibles derivados del petróleo y del gas natural en sus ramas de almacenamiento, envase, manejo, transporte y distribución.
- b) Tramitar las licencias de funcionamiento de los establecimientos dedicados al comercio de los combustibles derivados del petróleo y del gas.
- c) Estudiar y preparar normas y reglamentos que regulen el comercio de dichos combustibles y de la construcción de instalaciones y equipos destinados a su comercio.
- d) Elaborar boletines y publicaciones técnicas sobre prevención de incendios y explosiones por el mal uso de los combustibles derivados del petróleo y del gas.
- e) Promover programas y cursos de adiestramiento sobre el manejo de los combustibles y la operación de equipos de seguridad para los funcionarios del Ministerio.

Artículo 25o.- Sección de Redes de Distribución de Gas. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Aprobar los proyectos de diseño y construcción de las redes de distribución de gas natural para el consumo doméstico.
- b) Controlar y vigilar las instalaciones utilizadas para el manejo y operación de las redes, en todos los aspectos sobre seguridad.
- c) Vigilar la calidad de los materiales y equipos utilizados en la construcción y en el funcionamiento de las redes de gas natural.
- d) Llevar las estadísticas de la producción y consumo del gas natural.
- e) Preparar las normas y reglamentos para la distribución y comercialización del gas natural mediante redes urbanas.

Artículo 26o.- Sección de Combustibles Líquidos. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Estudiar las reformas y adiciones que deban introducirse en las instalaciones destinadas a la distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo.
- b) Conceptuar sobre las nuevas solicitudes, la renovación o suspensión de éstas, para el funcionamiento de las empresas dedicadas a la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.

- c) Estudiar y promover dentro del grupo la elaboración o reforma de los códigos o normas técnicas que regulan las operaciones relacionadas con los combustibles líquidos derivados del petróleo.

Artículo 27o.- Sección de Cocinol. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Ejercer estricto control sobre la compra, transporte y venta de cocinol dentro de la ciudad de Bogotá y en algunos municipios próximos a ella.
- b) Controlar, por todos los medios posibles, que el cocinol sea vendido al público exclusivamente para uso doméstico, en la cantidad autorizada y al número de personas que se determinen mediante resolución ministerial.
- c) Ejercer el control permanente sobre los expendios de cocinol a fin de que se evite la especulación con el combustible o la fuga del mismo. Con este propósito deberán inspeccionar cuidadosamente los libros de registro de ventas que debe llevar cada expendio, verificando también la existencia real del mayor número posible de personas registradas.
- d) Ejercer un estricto control para que durante el proceso de transporte, almacenamiento, y distribución del cocinol se cumpla todas las medidas de seguridad que requiere su manejo.
- e) Coordinar con las autoridades de policía las acciones necesarias para el eficaz cumplimiento de las funciones que así lo requieran.

Artículo 28o.- Sección de Gas Propano. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Responder por la eficiencia de los métodos y procedimientos adoptados con el fin de racionalizar las actividades propias de la Sección.
- b) Estudiar las reformas y adiciones que deban introducirse en las edificaciones e instalaciones destinadas a la distribución de gases licuados del petróleo.
- c) Conceptuar sobre las nuevas solicitudes, la renovación o suspensión de éstas, para el funcionamiento de las empresas dedicadas a la distribución del gas propano.
- d) Supervisar y controlar las instalaciones, equipos y la distribución del gas propano.

Artículo 29o.- Sección de Control y Prevención. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Conceptuar sobre las nuevas solicitudes de licencia, la renovación o suspensión de éstas, desde el punto de vista de seguridad, de las empresas dedicadas a la distribución de los combustibles derivados del petróleo y el gas natural.
- b) Estudiar y promover la elaboración o reforma de los códigos o normas técnicas de seguridad que regulan las operaciones relacionadas con los combustibles derivados del petróleo y el gas natural.
- c) Conceptuar sobre los accidentes y sus causas y proponer métodos de prevención.
- d) Programar y coordinar visitas a las instalaciones y equipos utilizados para el manejo de combustibles, para comprobar su buen estado y sus garantías de seguridad.

Artículo 30o.- División de Conservación y Reservas. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Controlar la explotación de los yacimientos de hidrocarburos, a fin de que ella se efectúe de acuerdo con la técnica y se evite el agotamiento prematuro de las reservas.
- b) Controlar el desperdicio físico y económico de las reservas de hidrocarburos.
- c) Controlar la contaminación de las aguas y del medio ambiente como resultado de las operaciones de la industria petrolera.
- d) Elaborar estudios técnicos sobre los yacimientos de hidrocarburos para determinar sus reservas, los mecanismos de producción y recuperación esperada, pronosticar la producción y preparar reglamentos y medidas de conservación sobre perforación de pozos y explotación de hidrocarburos.

Artículo 31o.- Sección de Ingeniería de Yacimientos. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Obtener informes sobre los nuevos avances de orden científico y tecnológico que se relacionen con el área de su especialización.
- b) Elaborar estudios sobre los yacimientos del país, con el objeto de tener informes técnicos que describan la reseña histórica, mapas, análisis de flúidos de rocas, historias de producción y

presión, pronósticos y normas de conservación, en cada campo en particular, para asegurar una correcta y técnica explotación de los recursos.

- c) Proponer las modificaciones que deban hacerse a las reglamentos sobre medidas de conservación.

Artículo 32o.- Sección de Ingeniería de Producción. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Controlar que la explotación de todos los campos de petróleo y de gas del país se haga de acuerdo con la técnica.
- b) Emitir concepto sobre los métodos de producción usados en los campos de petróleo y de gas en explotación.
- c) Mantener información sobre los nuevos avances de orden científico y tecnológico relacionado con el área de su especialización y reunir bibliografía sobre normas y procedimientos aplicados al desarrollo de sus actividades.

Artículo 33o.- División de Fiscalización de Hidrocarburos. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Ejercer directamente o por intermedio de los inspectores de hidrocarburos, la fiscalización y vigilancia de la industria en sus diferentes ramas a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones a su cargo de los exploradores y explotadores.
- b) Controlar las ventas de hidrocarburos para el procesamiento en el país y preparar las liquidaciones en moneda extranjera que deban ser autorizadas para el pago de las compras respectivas de acuerdo con las disposiciones que rigen la materia.
- c) Preparar las liquidaciones de cánones superficiarios, participaciones y beneficios, impuestos de transporte por oleoductos y gasoductos y comprobar el pago oportuno de los mismos.
- d) Preparar los conceptos referentes a las solicitudes de exención de derechos de aduana de los equipos de perforación, oleoductos, gasoductos y refinerías y supervisar la destinación de los elementos así importados.
- e) Elaborar los proyectos de reglamentos sobre mantenimiento y conservación de instalaciones y equipos de los campos de explotación y velar por su cumplimiento.
- f) Llevar el registro de los contratos de servicios inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y revisar las nóminas de las compañías dedicadas a la industria del petróleo, para los efectos legales respectivos.

Artículo 34o.- Sección de Inspección y Control de Hidrocarburos e Inventario de Equipos. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Elaborar anualmente los inventarios de materiales y equipos de las compañías que trabajan en la industria del petróleo, comprobando el correcto mantenimiento de éstos.
- b) Estudiar los pedidos de materiales, equipos, repuestos y accesorios usados en la perforación de pozos de petróleo, en concesiones de exploración, refinerías de petróleos, oleoductos y gasoductos, con el objeto de otorgar el visto bueno para la exención de derechos de aduana cuando sea del caso.
- c) Mantener un control estricto sobre los equipos y materiales importados al país para ser utilizados en la industria del petróleo.
- d) Controlar el movimiento de los equipos de perforación y preparar los permisos para los traslados de los mismos, de una concesión a otra.
- e) Revisar y aprobar los cálculos para elaborar las tablas de aforo de los tanques del almacenamiento de petróleo y sus derivados localizados en plantas de abastecimiento de combustibles, refinerías y en campos petroleros.
- f) Estudiar y proponer los sistemas más adecuados para el mejor control de los equipos y elementos que entren al país con destino a la industria del petróleo.
- g) Coordinar el trabajo de fiscalización de la producción y transporte de petróleo y gas en las concesiones y propiedad privada, a través de las inspecciones de petróleos.
- h) Presentar mensualmente los informes de producción de todas las concesiones y propiedades privadas, así como los volúmenes transportados por los diferentes oleoductos, gasoductos y poliductos.
- i) Controlar el cumplimiento por parte de las compañías petroleras, de las disposiciones sobre mantenimiento y conservación de instalaciones y equipos de los campos de explotación.
- j) Emitir conceptos escritos sobre los informes presentados por los concesionarios respecto a las renunciaciones de concesiones, solicitudes de prórrogas del período de exploración y solicitudes de iniciación del período de explotación.

- k) Estudiar y conceptuar sobre los informes anuales que presentan los concesionarios de petróleos de las concesiones en exploración y explotación de acuerdo con las disposiciones legales sobre la materia.

Artículo 35o.- Sección de Liquidación. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Elaborar las liquidaciones de los beneficios y participaciones de la Nación por concepto de la explotación de hidrocarburos.
- b) Elaborar las liquidaciones de impuestos de transporte de oleoductos y gasoductos que operan en el país.
- c) Elaborar las liquidaciones sobre becas y cánones superficiales que deben pagar las compañías productoras de petróleo.
- d) Llevar los libros de anotación de las liquidaciones de los ingresos directos a la Nación por concepto de hidrocarburos.

Artículo 36o.- División de Exploración y Contratos. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Revisar la exploración geológica, geofísica, sísmica, magnética, electromagnética, gravimétrica y con taladro en todo el territorio nacional.
- b) Realizar estudios geológicos y geofísicos para el análisis regional y local, que permitan adelantar la exploración sistemática de las cuencas sedimentarias.
- c) Elaborar los estudios y mapas geológicos y geofísicos del suelo y del subsuelo para el análisis regional y local de las áreas en exploración y explotación.
- d) Estudiar desde el punto de vista técnico los contratos que celebre la Empresa Colombiana de Petróleos sobre exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional.
- e) Elaborar los proyectos de reglamentos sobre exploración geológica y geofísica.
- f) Evaluar los resultados de las exploraciones que se realicen en el país y determinar las áreas municipales, departamentales, intendenciales y comisariales incluidas en los contratos de exploración y explotación petrolífera.

Artículo 37o.- Sección de Geología y Geofísica. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Lograr la información sobre los nuevos avances de orden científico y tecnológico que se relacionen con el área de su especialidad.
- b) Elaborar estudios de las diferentes cuencas del país, con el objeto de producir informes técnicos que describan la situación geológica de las regiones potencialmente atractivas para la producción de petróleo y gas.
- c) Proponer las modificaciones que deben hacerse a las reglamentos vigentes sobre exploración sísmica en áreas terrestres y marinas, específicamente cuando las medidas a ser adoptadas tienen que ver con otros organismos del Estado que se dedican a vigilar otras actividades afines con las propias del Ministerio de Minas y Energía.
- d) Emitir los conceptos técnicos sobre geofísica, solicitados por el Jefe de la División de Exploración y Contratos.
- e) Asesorar al Jefe de la División en todo lo relacionado con la geofísica.

Artículo 38.- Sección de Contratos y Oleoductos. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Estudiar los contratos de asociación sobre exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional.
- b) Estudiar la demarcación definitiva y amojonamiento de los límites del área de las concesiones y aportes de propiedad nacional y de las demás áreas que a cualquier título se destinen para el mismo fin.
- c) Estudiar la devolución de lotes y de las concesiones en exploración y explotación.
- d) Estudiar la exclusión de áreas pertenecientes a terrenos de propiedad privada que se hallen dentro del área de aportes, propuestas admitidas o de las concesiones vigentes.
- e) Conceptuar sobre la exclusión de áreas urbanas que se encuentren dentro de las concesiones y en los avisos para trabajos de explotación comercial en las concesiones de exploración, cuando en ellas se contemplan la exclusión de dichas zonas.
- f) Estudiar y conceptuar sobre rutas generales y trazados definitivos de oleoductos y gasoductos, sus modificaciones, líneas adicionales y de conexión.

Artículo 39o.- DIRECCION GENERAL DE MINAS. Son funciones de la Dirección las siguientes:

- a) Fomentar y estimular la industria minera en el país.
- b) Intervenir en la evaluación y calificación técnica de los proyectos mineros en los cuales participen el Estado o los particulares y vigilar por su desarrollo y ejecución.
- c) Elaborar y ejecutar planes y programas de asistencia técnica a la minería.
- d) Estudiar las solicitudes de exención de derechos de aduana para la importación de equipos y maquinarias destinadas a la industria minera y controlar su destinación y empleo.
- e) Estudiar desde el punto de vista técnico los planes y programas de exploración, explotación, transporte, beneficio, manufactura, mercadeo y distribución de minerales que adelanten los particulares o los institutos adscritos y empresas vinculadas, y supervisar la correcta ejecución de los mismos.
- f) Liquidar, de conformidad con las disposiciones legales, las participaciones, regalías e impuestos que corresponden a la Nación, Departamentos, Municipios y Territorios Nacionales, por concepto de explotaciones mineras.
- g) Estudiar desde el punto de vista técnico las solicitudes de reconocimiento de propiedad privada, aportes, licencias y concesiones para la exploración y explotación de minerales, así como los demás aspectos de procesamiento, refinación, transporte y distribución, y velar por el cumplimiento de las obligaciones de los beneficiarios y concesionarios.
- h) Elaborar los proyectos de reglamentos y normas que regulen las diferentes actividades de la industria minera y velar por su cumplimiento.
- i) Colaborar en la selección de áreas destinadas a la investigación especial de los organismos vinculados o adscritos al Ministerio.
- j) Velar en coordinación con las demás entidades oficiales, por el mantenimiento del balance ecológico y por la adecuada preservación del medio ambiente y la conservación del patrimonio cultural en desarrollo de todas las actividades mineras.
- k) Conceptuar sobre las solicitudes de exportación e importación de productos minerales, con miras a buscar el desarrollo de las industrias que puedan sustituir importaciones y conseguir que las exportaciones conlleven al mayor grado de procesamiento.

- 1) Elaborar en coordinación con otras entidades del Estado, estudios técnicos sobre la comercialización de minerales.
- 11) Asesorar a las dependencias respectivas en los asuntos técnicos relacionados con la planeación y desarrollo de la industria minera.

Artículo 40o.- División de Seguridad e Higiene Minera. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Vigilar el cumplimiento de las normas que rigen el desarrollo de las explotaciones mineras.
- b) Llevar la documentación permanente sobre la higiene y seguridad en las minas colombianas, las estadísticas y análisis sobre los accidentes.
- c) Otorgar la autorización para el empleo de equipos y material minero.
- d) Organizar la documentación general sobre la evolución de los problemas y soluciones de seguridad minera en el mundo.
- e) Coordinar las campañas de entrenamiento en salvamento minero.
- f) Establecer estaciones regionales de ensayo y salvamento.
- g) Otorgar la autorización para empleo de equipos y material minero.
- h) Coordinar con los Ministerios de Salud y Trabajo la vigilancia en el cumplimiento de las normas y establecer conjuntamente las penalizaciones a que hubiere lugar en caso de incumplimiento.

Artículo 41o.- Sección de Normas y Control. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Preparar y redactar los reglamentos concernientes al control de las actividades mineras.
- b) Vigilar las actividades mineras desde el punto de vista de la seguridad en las labores y velar por la aplicación de los reglamentos y normas.
- c) Conceptuar sobre lo pertinente a su campo en los informes presentados de las explotaciones mineras.

- d) Realizar consultas con entidades y organismos competentes para establecer los riesgos que deben combatirse y las razones de la reglamentación.
- e) Estudiar y otorgar licencias para trabajar al margen del reglamento bajo condiciones especiales en aspectos limitados y plenamente justificados.
- f) Revisar reglamentos internos de cada mina sobre higiene y seguridad.

Artículo 42o.- Sección de Coordinación y Servicios. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Impulsar y fomentar acciones que conduzcan a la sensibilización y formación de las personas relacionadas con explotaciones mineras a todo nivel.
- b) Coordinar con las secciones regionales mineras las acciones a seguir en el aspecto de seguridad e higiene minera.
- c) Coordinar y llevar a cabo campañas de entrenamiento en salvamento minero.
- d) Organizar grupos de trabajo temporales y especializados para resolver problemas específicos.
- e) Llevar las estadísticas sobre accidentes, enfermedades profesionales y condiciones económicas y climatológicas de las minas colombianas.
- f) Mantener y divulgar una adecuada información sobre los adelantos logrados en el mundo sobre los aspectos relacionados con la seguridad e higiene minera.
- g) Coordinar con las seccionales regionales mineras las actividades a emprender en las estaciones regionales de salvamento y laboratorios de apoyo de la División.

Artículo 43o.- Sección de Protección del Medio Ambiente. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Coordinar con los organismos que a nivel nacional y regional tengan competencia jurídica y técnica para conocer y ejercer control sobre los aspectos relacionados con el medio ambiente.
- b) Conceptuar sobre los estudios de impacto ambiental presentados al Ministerio para su evaluación.

- c) Impulsar campañas de sensibilización hacia las personas comprometidas en proyectos mineros en lo concerniente a protección del medio ambiente físico y social.
- d) Vigilar que los mecanismos mitigadores del impacto sean realmente ejecutados.
- e) Organizar y divulgar la documentación general y particular sobre la evolución de los problemas y sus soluciones del medio ambiente en el mundo.

Artículo 44o.- División de Fiscalización. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Hacer cumplir las disposiciones de orden técnico a que están obligados los concesionarios, beneficiarios, contratistas y en general los titulares de yacimientos mineros.
- b) Estudiar y calificar los documentos técnicos que de acuerdo con disposiciones mineras vigentes están obligados a presentar periódicamente los beneficiarios de licencias de exploración, concesiones, permisos y adjudicaciones.
- c) Constatar las liquidaciones de las participaciones y regalías que de acuerdo con lo que estipulan las disposiciones mineras vigentes, correspondan a los municipios, departamentos y entidades por concepto de las explotaciones mineras.

- d) Coordinar y planear las actividades de fiscalización en las zonas mineras y en las inspectorías de minas.

Artículo 45o.- Sección de Liquidación, Regalías e Impuestos. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Velar por el cumplimiento de las leyes y decretos que establecen el régimen de explotación de las minas nacionales y de los contratos que se celebren sobre ellas.
- b) Efectuar las liquidaciones, participaciones e impuestos que correspondan a la Nación y municipios por concepto de explotaciones mineras y velar por el pago de las mismas a las respectivas entidades.

Artículo 46o.- Sección de Control e Inspección. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Realizar periódicamente el inventario de las minas en explotación y de los bienes que deben revertir al Estado, al término de una concesión y tomar las medidas precautelativas que sean del caso para amparar los intereses de la Nación.

- b) Conceptuar sobre las solicitudes de derechos de aduana para la importación de equipos y maquinarias destinadas a la minería, controlar su destinación y empleo y mantener actualizado el inventario de los mismos.
- c) Proponer la creación de nuevas Inspectorías de Minas cuando el crecimiento de la industria minera lo demande.

Artículo 47o.- División de Ingeniería de Proyectos. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Efectuar estudios de ingeniería relacionados con la localización de las áreas objeto de las solicitudes de licencias de exploración, permisos, aportes y reconocimiento de propiedad privada.
- b) Confrontar y verificar en el terreno los amojonamientos y linderos de las zonas otorgadas a cualquier título.
- c) Estudiar y localizar las áreas especiales de reserva a cargo del Ministerio y de los organismos adscritos y vinculados.

Artículo 48o.- Sección de Estudios de Ingeniería. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Colaborar en la ejecución de los estudios de ingeniería relacionados con la localización de las áreas, objeto de las solicitudes de licencias de exploración, permisos, aportes y reconocimiento de propiedad privada.
- b) Realizar estudios topográficos, cartográficos, fotogramétricos y geofísicos, con el fin de localizar las áreas solicitadas.

Artículo 49o.- Sección de Evaluación de Proyectos. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Dirigir y evaluar los estudios de proyectos de exploración presentados por entidades privadas y oficiales.
- b) Dirigir los estudios y evaluar los proyectos, desarrollo, explotación, montaje, beneficio y transformación presentados por empresas o entidades privadas y oficiales.
- c) Estudiar y conceptuar la evaluación económica de los proyectos mineros presentados.
- d) Elaborar y presentar proyectos geológico-mineros tendientes a la mejor utilización integral de los recursos minerales y a su explotación técnica y económica.

Artículo 50o.- División de Asistencia Técnica y Fomento Minero. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Elaborar, ejecutar y controlar los planes y programas de asistencia técnica a la pequeña y mediana minería.
- b) Conceptuar sobre los documentos técnicos que presenten los beneficios de solicitudes de licencias de exploración y explotación, permisos, aportes y reconocimiento de propiedad privada.
- c) Dirigir la asesoría a los mineros en la evaluación y explotación de depósitos y minerales.
- d) Coordinar con los Jefes de las Secciones Regionales Mineras la ejecución de los trabajos y labores que adelanten esas Secciones.

Artículo 51o.- Secciones Regionales Mineras. Son funciones de estas Secciones las siguientes:

- a) Elaborar, ejecutar y controlar los planes y programas de asistencia técnica a la pequeña y mediana minería en su área de influencia.
- b) Asesorar a los mineros en los estudios técnicos y económicos necesarios para el aprovechamiento racional de los recursos mineros y para la obtención de créditos.
- c) Realizar las investigaciones químicas y metalúrgicas.
- d) Realizar, en concordancia con la División de Fiscalización las labores de control y fiscalización de las minas otorgadas a cualquier título.

Artículo 52o.- Grupo de Asistencia Técnica y Seguridad Minera. Son funciones de este Grupo las siguientes:

- a) Ejecutar programas de asistencia técnica y seguridad minera a la pequeña y mediana minería.
- b) Asesorar a los pequeños y medianos mineros en sus trabajos y proyectos, indicándoles los sistemas adecuados de explotación y beneficio de minerales y las clases de equipos que deben utilizarse para obtener mayores rendimientos y ordenar los levantamientos topográficos del caso.
- c) Asistir a los pequeños y medianos mineros en la obtención de créditos.

Artículo 53o.- Grupo de Beneficio de Minerales y Metalurgia. Son funciones de este Grupo las siguientes:

- a) Asesorar a los pequeños mineros en los sistemas de tratamiento de los minerales a fin de lograr una máxima recuperación de sus valores y el aprovechamiento económico de todas las sustancias minerales contenidas.
- b) Hacer los estudios de beneficio de minerales provenientes de minas en las cuales se proyecta instalar plantas metalúrgicas o mejorar las ya existentes.
- c) Recomendar y diseñar equipos de beneficio de minerales y asesorar a los mineros en su montaje y operación.
- d) Elaborar los análisis cualitativos y cuantitativos de las muestras de minerales recolectados por el personal de la zona.
- e) Elaborar los análisis mineralógicos, macroscópicos de las diversas muestras obtenidas en el campo, entregadas por particulares.
- f) Efectuar el control de calidad, tanto de los concentrados producidos, como de los elementos y reactivos comprados.
- g) Preparar los reactivos que se utilicen en el laboratorio.
- h) Elaborar los informes que se relacionan con los resultados de los análisis que se efectúen en el laboratorio.

Artículo 54o.- DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS LEGALES. Son funciones de la Dirección las siguientes:

- a) Conceptuar sobre los problemas jurídicos relacionados con el Ministerio.
- b) Elaborar los proyectos de Ley, Decretos, Resoluciones y Contratos en materias que competen al Ministerio.
- c) Suministrar al Ministerio Público, en los juicios en que sea parte la Nación, todas las informaciones y documentos necesarios para la defensa de los intereses del Estado.
- d) Fijar pautas en materia jurídica a fin de establecer la unificación de criterios en la resolución de asuntos que competen al Ministerio.
- e) Absolver las consultas de orden jurídico que se eleven al Ministerio y rendir los informes que le sean requeridos por el Minis-

tro, el Viceministro o por el Secretario General, sobre el trámite de las concesiones, licencias, permisos o aportes.

- f) Codificar y mantener al día las normas legales relacionadas con el Ministerio.

Artículo 55o.- División Legal de Minas. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Tramitar los negocios relacionados con el otorgamiento y el ejercicio del derecho a explorar y explotar las minas de propiedad nacional y las actuaciones administrativas relacionadas con las minas de propiedad privada.
- b) Elaborar los conceptos y proyectos de resoluciones que deba dictar el Ministerio en estas materias.
- c) Elaborar los estudios de carácter legal relacionados con la exploración y explotación de las minas.

Artículo 56o.- División Legal de Hidrocarburos. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Tramitar las propuestas para explorar y explotar hidrocarburos que hayan sido presentadas ante el Ministerio con anterioridad a la vigencia del Decreto 2310 de 1974, conforme a lo previsto en el Artículo 2o. del mismo Decreto.
- b) Preparar los proyectos de resolución a que se refiere el Artículo 1o. del Decreto 2310 de 1974.
- c) Elaborar los proyectos de resoluciones ejecutivas mediante los cuales se declara que las sociedades extranjeras dedicadas a la industria del petróleo han dado cumplimiento a lo establecido en el Artículo 10 del Código de Petróleos y 3o. de la Ley 10 de 1961.
- d) Tramitar los negocios relacionados con los avisos de oleoductos y gasoductos de uso privado, así como también los contratos de concesión de dichos oleoductos y gasoductos cuando son de uso público, de acuerdo con el procedimiento establecido por el Decreto 1056 de 1953.
- e) Tramitar lo referente a las concesiones petrolíferas existentes, lo mismo que las actuaciones administrativas relacionadas con los hidrocarburos de propiedad privada, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 1o. del Decreto 797 de 1971.
- f) Conceptuar sobre los asuntos de carácter legal concernientes al ramo de hidrocarburos.

Artículo 57o.- División Legal de Energía Eléctrica. Son funciones de la división las siguientes:

- a) Tramitar y supervisar los negocios relacionados con la energía eléctrica.
- b) Proyectar las resoluciones relacionadas con el sector eléctrico, especialmente las que se refieren a la aplicación de la Ley 56 de 1981.
- c) Conceptuar sobre los asuntos de carácter legal concernientes al sector eléctrico.

Artículo 58o.- DIRECCION GENERAL DE ENERGIA ELECTRICA Y FUENTES NO CONVENCIONALES. Son funciones de la Dirección las siguientes:

- a) Dirigir, coordinar y supervisar las actividades técnicas relacionadas con el aprovechamiento de los recursos eléctricos con fines de generación, transmisión, interconexión, distribución, comercialización e intercambio eléctrico entre sistemas, a partir de tensiones de 115 kilo-voltios.
- b) Estudiar y evaluar los planes y programas de generación, transmisión e interconexión de energía eléctrica que adelanten el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA y supervisar la correcta ejecución de los mismos.
- c) Estimular el uso racional de la energía y emprender programas de conservación y sustitución de insumos energéticos propendiendo por la diversificación del perfil de consumo.
- d) Participar con el organismo encargado de fijar las tarifas de energía eléctrica, tanto en la parte de estudios como en la resolutive.
- e) Definir las zonas que deben atender las empresas eléctricas con el objeto de evitar superposiciones en las diversas áreas servidas por entidades nacionales, municipales y corporaciones regionales.
- f) Efectuar estudios que tiendan a determinar las prioridades de instalación de servicios de electricidad rural.

Artículo 59o.- División de Energía Eléctrica. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Conceptuar en coordinación con la Oficina de Planeación sobre los planes de desarrollo que en materia de abastecimiento eléctrico tengan las entidades del Sector.
- b) Velar por el cumplimiento de la Ley 56 de 1981 en lo que a electrificación rural y conservación ambiental se refiere.
- c) Realizar estudios que determinen prioridades de instalación de servicios en electrificación rural que deben efectuar las empresas por aplicación de la Ley 56 de 1981.
- d) Coordinar los planes que en electrificación rural deban realizar ICEL y CORELCA.

Artículo 60o.- Sección de Estudios Financieros y Tarifarios. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Estudiar y evaluar las diferentes propuestas de tarifas presentadas por las diferentes Electrificadoras a la Dirección General de Energía Eléctrica.
- b) Realizar los análisis económicos y financieros de las filiales tanto de ICEL como de CORELCA.
- c) Estudiar y evaluar los balances que deben presentar las entidades a la Dirección General de Energía Eléctrica.
- d) Estudiar y evaluar los informes presentados por las filiales de ICEL y CORELCA.

Artículo 61o.- Sección de Estudios Técnicos. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Estudiar, evaluar y conceptuar desde el punto de vista técnico los proyectos de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica.
- b) Evaluar y conceptuar desde el punto de vista técnico sobre los planes de expansión del sector eléctrico.

Artículo 62o.- Sección de Electrificación Rural. Son funciones de la Sección las siguientes:

- a) Coordinar la elaboración de los planes y programas de electrificación rural con las entidades del sector y con otros organismos nacionales.
- b) Evaluar la ejecución de los proyectos de electrificación rural, procurando su compatibilidad con los planes generales de desarrollo.

- c) Vigilar el cumplimiento de lo estipulado por el Artículo 12 de la Ley 56 de 1981.

Artículo 63o.- División de Fuentes No Convencionales. Son funciones de la División las siguientes:

- a) Promover la aplicación de fuentes alternas de energía especialmente en áreas donde los servicios públicos son deficientes.
- b) Efectuar estudios para el desarrollo de las fuentes alternas de energía con el fin de adoptar políticas a nivel nacional.
- c) Evaluar el uso masivo de las fuentes alternas de energía como consecuencia de cambios estructurales en los mercados de las fuentes tradicionales.
- d) Llevar a cabo directamente o a través de organismos descentralizados, adscritos o vinculados la evaluación del potencial de las Fuentes de Energía Nuevas y Renovables.

Artículo 64o.- UNIDADES DE ASESORIA Y COORDINACION. El Consejo Superior de Minas y Energía estará integrado por:

- a) El Ministro de Minas y Energía, quien lo presidirá.
- b) El Viceministro.
- c) El Secretario General.
- d) El Gerente del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.
- e) El Presidente de Carbones de Colombia S.A.
- f) El Director de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.
- g) El Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos.
- h) El Director Ejecutivo del Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras.
- i) El Director General del Instituto de Asuntos Nucleares.
- j) El Gerente de la Empresa Colombiana de Minas.
- k) El Gerente de Interconexión Eléctrica S.A.
- l) El Presidente de la Financiera Eléctrica Nacional S.A.
- m) El Gerente de la Compañía Colombiana de Uranio S.A.

Artículo 65o.- El Consejo Superior de Minas y Energía ejercerá las funciones que para esta clase de organismos se señalan en el Artículo 16 del Decreto 1050 de 1968 y, para el estudio de asuntos especiales, podrán ser llamados funcionarios de otras dependencias administrativas lo mismo que técnicos y representantes del sector privado. Actuará como Secretario del Consejo el Jefe de la Oficina de Planeación del Ministerio.

Artículo 66o.- El Consejo Superior tendrá un cuerpo de asesores permanente integrado por profesionales especializados que prestarán asistencia a los altos funcionarios del Ministerio, así como a Juntas, Comisiones o Comités sobre la forma de ejecutar las actividades o funciones respectivas y realizarán estudios relacionados con las materias técnicas, jurídicas o administrativas que competen al Ministerio, y quienes estarán integrados a la Planta de Personal del Ministerio.

Artículo 67o.- La Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural ejercerá las funciones asignadas en las disposiciones respectivas, así como las correspondientes al Consejo Nacional de Petróleos de que tratan las normas legales y reglamentarias en vigencia. La Oficina de Planeación del Ministerio ejercerá las funciones de Secretaría de la Comisión y las de Control de Precios de los derivados del Petróleo y del Gas Natural.

Artículo 68o.- El Comité de Coordinación Interna estará integrado por el Ministro de Minas y Energía, el Viceministro, el Secretario General, los Directores Generales y el Jefe de la Oficina de Planeación.

Artículo 69o.- En el Ministerio funcionará una Comisión de Personal de acuerdo con las disposiciones legales reglamentarias sobre la materia.

Artículo 70o.- El Fondo Rotatorio del Ministerio de Minas y Energía de que trata el Artículo 38 del Decreto 636 de 1974, continuará funcionando para la atención de los servicios y la adquisición de elementos, materiales y equipos del Ministerio.

Artículo 71o.- El Ministro de Minas y Energía o su delegado integrará la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, creada por el Decreto Ley 3069 de 1968, cuando se trate de las tarifas para el servicio de energía eléctrica.

Artículo 72o.- Autorízase al Gobierno Nacional para realizar todas las operaciones presupuestales necesarias para el cumplimiento de esta Ley.

Artículo 73o.- La presente Ley rige a partir de la fecha de su expedición y deroga las disposiciones que le sean contrarias, en especial el Decreto Ley 2301 de 1975.

Presentado al Honorable Congreso de la República por el suscrito,

CARLOS MARTINEZ SIMAHAN
Ministro de Minas y Energía

Bogotá, 20 de julio de 1983

V- Anexo Estadístico

**BALANCE ENERGETICO
PRELIMINAR**

REPUBLICA DE COLOMBIA
BALANCE ENERGETICO PRELIMINAR
Fuentes Convencionales

Rubro	En Miles de T.E.P.		
	1980	1981	1982
1 Producción de Energía Primaria	15.411,7	16.128,6	17.068,6
Petróleo	6.296,8	6.741,6	7.143,5
Gas natural asociado	3.000,1	2.831,7	2.724,5
Gas Natural libre	1.461,6	1.768,6	1.997,5
Hidroelectricidad	1.437,7	1.517,2	1.595,6
Pública	1.414,8	1.493,4	1.570,8
Privada	22,9	23,8	24,8
Carbón	3.215,5	3.269,5	3.607,5
2 Variación de Inventarios de Energía Primaria	-215,8	-98,2	-40,8
Petróleo	-94,2	-12,9	-27,2
Hidroelectricidad	-110,1	-11,5	-15,8
Carbón	-11,5	+73,8	-2,2
3 Importación de Energía Primaria	1.016,6	1.071,9	1.011,1
Petróleo	1.012,8	1.064,5	1.011,1
Hidroelectricidad	3,8	7,4	-
4 Oferta Total de Energía Primaria	16.582,0	17.102,3	18.038,8
Petróleo	7.403,8	7.793,2	8.127,4
Gas natural asociado	3.000,1	2.831,7	2.724,5
Gas natural libre	1.461,6	1.768,6	1.997,5
Hidroelectricidad	1.551,5	1.513,1	1.579,7
Carbon	3.165,0	3.195,7	3.609,7
5 Exportación de Energía Primaria	62,0	57,7	211,9
Carbón	62,0	57,7	211,9
6 Energía Primaria no Aprovechada	964,0	856,7	786,2
Gas Natural asociado	507,8	482,2	446,5
Hidroelectricidad	300,6	257,2	266,9
Carbón	155,6	117,3	72,8
7 Oferta Bruta de Energía Primaria	15.555,9	15.887,9	17.040,8
Petróleo	7.403,8	7.793,2	8.127,4
Gas natural asociado	2.492,2	2.349,5	2.278,0
Gas natural libre	1.461,6	1.768,6	1.997,5
Hidroelectricidad	1.250,9	1.255,9	1.312,9
Carbón	2.947,4	3.020,7	3.325,0

Rubro	En Miles de T.E.P.		
	1980	1981	1982
8. Pérdidas de Energía Primaria	32,2	32,7	36,0
Petróleo	-	-	3,7
Carbón	32,2	32,7	32,3
9. Consumo Propio de Energía Primaria	11,6	15,8	10,5
Petróleo	9,0	13,5	11,0
Gas natural libre	2,6	3,3	0,2
10. Reinyecciones de Gas	473,0	461,9	437,0
Gas natural asociado	473,0	461,9	437,0
11. Consumo Final de Energía Primaria	2.195,9	2.588,1	2.815,4
Petróleo	42,1	63,1	8,2
Gas natural libre	270,2	502,9	672,0
Carbón	1.883,6	2.022,1	2.135,2
12. Energía Primaria a Transformación	12.843,4	13.088,4	13.733,9
a) Electricidad	3.213,4	3.217,7	3.523,8
Petróleo	40,1	34,9	17,0
Gas natural libre	1.188,9	1.262,4	1.325,5
Hidroelectricidad	1.250,9	1.255,9	1.312,9
Carbón	733,5	664,5	868,0
b) A energías secundarias	9.630,0	9.870,7	10.210,1
Petróleo	7.312,5	7.681,7	8.064,3
Gas natural asociado	2.019,3	1.887,6	1.840,9
Carbón	298,2	301,4	294,4
13. Producción de Energía Secundaria	9.449,9	9.813,2	9.899,1
a) Del Petróleo	7.611,9	8.071,1	8.225,5
Gasolina motor	2.216,9	2.525,5	2.523,9
Gasolina aviación	52,1	46,2	49,3
Bencina y Nafta	221,6	250,4	277,6
Querosene	363,1	347,6	300,3
Diesel ACPM	1.184,7	1.333,8	1.332,2
Fuel Oil	2.514,2	2.412,4	2.636,7
GLP	152,2	175,1	175,5
Otros energéticos	803,4	874,3	825,5
Otros no energéticos	103,7	102,9	103,5
b) Del gas natural asociado	1.663,9	1.566,6	1.510,0
Gas seco	1.423,2	1.333,2	1.315,3
GLP	31,5	33,3	70,3
Gasolina natural	96,3	92,8	79,9
Butanos	52,9	52,3	44,0

Rubro	En Miles de I E P		
	1980	1981	1982
8. Pérdidas de Energía Primaria	32.2	32.7	36.2
Petróleo	-	-	0.1
Carbón	32.2	32.7	36.1
9. Consumo Propios de Energía Primaria	11.6	16.8	20.5
Petróleo	9.0	13.5	17.3
Gas natural libre	2.6	3.3	3.2
10. Reinyecciones de Gas	473.0	461.9	437.0
Gas natural asociado	473.0	461.9	437.0
11. Consumo Final de Energía Primaria	2.195.9	2.588.1	2.816.4
Petróleo	42.1	63.1	8.2
Gas natural libre	270.2	502.9	672.0
Carbón	1.883.6	2.022.1	2.136.2
12. Energía Primaria a Transformación	12.843.4	13.088.4	13.733.9
a) Electricidad	3.213.4	3.217.7	3.523.8
Petróleo	40.1	34.9	17.0
Gas natural libre	1.188.9	1.262.4	1.325.5
Hidroelectricidad	1.250.9	1.255.9	1.312.9
Carbón	733.5	664.5	868.3
b) A energías secundarias	9.630.0	9.870.7	10.210.1
Petróleo	7.312.5	7.681.7	8.084.8
Gas natural asociado	2.019.3	1.887.6	1.840.9
Carbón	298.2	301.4	284.4
13. Producción de Energía Secundaria	9.449.9	9.813.2	9.899.1
a) Del Petróleo	7.611.9	8.071.1	8.225.5
Gasolina motor	2.216.9	2.528.5	2.523.9
Gasolina aviación	52.1	46.2	49.3
Bencina y Nafta	221.6	250.4	277.6
Querosene	363.1	347.6	300.3
Diesel ACPM	1.184.7	1.333.8	1.332.2
Fuel - Oil	2.514.2	2.412.4	2.636.7
GLP	152.2	175.1	175.5
Otros energéticos	803.4	874.3	826.5
Otros no energéticos	103.7	102.8	103.5
b) Del gas natural asociado	1.663.9	1.566.6	1.510.0
Gas seco	1.433.2	1.338.2	1.315.3
GLP	81.5	83.3	70.9
Gasolina natural	96.3	92.8	79.8
Butanos	52.9	52.3	44.0

Rubro	En Miles de I E P		
	1980	1981	1982
c) Del carbón	174.1	175.5	163.6
Coque	143.9	146.6	138.4
Gas de Coquería	30.2	28.9	25.2
14. Importación de Energía Secundaria	1.228.6	1.295.8	1.336.9
Gasolina Motor	926.3	677.9	1.138.0
Diesel ACPM	141.7	-	34.4
Otros energéticos	147.7	617.9	164.5
Otros no energéticos	12.9	-	-
15. Variación de Inventarios de Energía Secundaria	-674.0	-139.7	-199.7
a) Del Petróleo	-687.0	-184.1	-168.9
Gasolina motor	-148.0	-211.0	-168.4
Gasolina aviación	+ 8.5	-	+ 3.5
Bencina y nafta	+ 1.8	+ 3.3	+ 29.7
Querosene	+ 20.0	+ 11.3	+ 15.7
Diesel ACPM	+ 27.2	- 15.1	- 30.6
Fuel - Oil	+ 286.9	+ 196.0	+ 217.0
GLP	- 25.6	- 6.5	- 40.7
Otros energéticos	- 896.8	- 152.3	- 173.3
Otros no energéticos	+ 39.0	- 9.8	- 20.8
b) Del gas natural asociado	+ 53.1	+ 57.6	+ 45.8
GLP	+ 0.4	+ 1.3	-
Gasolina natural	+ 52.7	+ 56.3	+ 45.8
c) Del carbón	- 40.1	- 13.2	- 15.0
Coque	- 40.1	- 13.2	- 15.0
16. Oferta Total de Energía Secundaria	11.352.3	11.244.8	11.036.1
Gasolina motor	3.291.2	3.417.4	3.493.4
Gasolina aviación	43.6	46.2	45.8
Bencina y nafta	219.7	247.1	247.9
Querosene	343.2	336.2	284.6
Diesel ACPM	1.299.2	1.348.9	1.397.1
Fuel - Oil	2.227.3	2.216.5	2.419.7
GLP	258.8	259.6	287.0
Otros energéticos	1.847.9	1.644.6	1.164.3
Otros no energéticos	77.6	112.6	124.3
Gas seco	1.433.2	1.338.2	1.315.3
Gasolina natural	43.6	36.5	34.0
Butano	52.8	52.3	44.0
Coque	184.0	159.8	153.5
Gas de coquería	30.2	28.9	25.2
17. Energía Secundaria no Aprovechada	234.6	191.0	204.4
Gas seco	234.6	191.0	204.4

Rubro	En Miles de I. E. P.		
	1980	1981	1982
18 Exportación de Energía Secundaria	1,433.1	1,553.9	1,784.6
Fuel - Oil	1,401.3	1,534.6	1,761.2
No energético	1.6	2.1	11.9
Coque	30.2	16.2	11.5
19 Oferta Bruta de Energía Secundaria	9,684.6	9,499.8	9,047.2
Gasolina motor	3,291.2	3,417.4	3,493.4
Gasolina aviación	43.6	46.2	45.3
Bencina y nafta	219.7	247.1	247.9
Querosene	343.2	336.2	284.6
Diesel ACPM	1,299.2	1,348.9	1,397.1
Fuel - Oil	826.0	681.2	658.5
GLP	258.8	259.6	287.0
Otros energéticos	1,847.9	1,644.6	1,164.3
Otros no energéticos	76.0	109.5	112.5
Gas seco	1,198.6	1,147.1	1,111.0
Gasolina natural	43.6	36.5	34.0
Butanos	52.8	52.3	44.0
Coque	153.8	143.7	141.9
Gas de coquería	30.2	28.9	25.2
20 Energía Secundaria a Transformación			
a) Electricidad	184.9	192.9	189.3
Diesel ACPM	82.1	89.2	82.8
Fuel - Oil	67.0	68.7	71.6
Gas seco	27.7	27.7	27.7
Gas de coquería	8.1	7.3	7.2
b) Refinerías	1,061.8	726.0	193.1
Gasolina natural	14.4	12.8	12.2
Otros energéticos	1,009.9	679.1	157.2
Butanos	37.5	34.1	23.7
21 Consumo propio de Energía Secundaria	1,262.7	1,473.4	1,516.0
Gasolina motor	4.8	3.7	2.9
Bencina y nafta	0.2	0.1	0.1
Querosene	4.7	4.6	0.8
Diesel ACPM	17.3	21.0	19.4
Fuel - Oil	124.9	91.6	112.1
GLP	26.3	26.0	26.0
Otros energéticos	159.3	265.5	263.7
Otros no energéticos	4.3	4.9	4.6
Gas seco	876.2	1,014.0	1,044.3
Gasolina natural	29.3	23.7	21.8
Butanos	15.4	18.3	20.3
22 Consumo Final de Energía Secundaria	1,175.2	1,197.5	1,142.7
Gasolina motor	3,286.3	3,413.4	3,490.5

Rubro	En Miles de I. E. P.		
	1980	1981	1982
Gasolina aviación	43.6	46.2	45.3
Bencina y Nafta	219.6	246.9	247.8
Querosene	338.4	331.6	283.6
Diesel - ACPM	1,199.8	1,238.7	1,294.9
Fuel - Oil	634.1	521.5	474.8
GLP	232.4	233.6	260.9
Otros energéticos	678.7	700.0	743.4
Otros no energéticos	71.7	104.6	107.9
Gas seco	294.7	105.4	38.9
Coque	153.8	143.7	141.9
Gas de coquería	22.1	21.6	18.1
23 Generación Termoeléctrica			
Termoelectricidad	534.8	563.5	606.4
Pública	456.5	482.1	522.5
Privada	78.3	81.4	83.9
24 Disponibilidad de Electricidad			
Electricidad	1,785.7	1,819.3	1,919.3
a) Pérdidas	322.9	327.7	346.1
b) Consumo Propio	36.0	36.3	39.0
c) Consumo final	1,426.8	1,455.3	1,534.2
25 Consumo Final Total	10,795.5	11,122.6	11,508.1
Petróleo	40.1	34.9	17.0
Gas natural libre	270.2	502.9	672.0
Carbón	1,883.6	2,022.1	2,136.2
Gasolina motor	3,286.3	3,413.7	3,490.5
Gasolina aviación	43.6	46.2	45.8
Bencina y Nafta (cocinol)	219.6	246.9	247.8
Querosene	338.4	331.6	283.8
Diesel ACPM	1,199.4	1,238.7	1,294.9
Fuel - Oil	634.1	521.5	474.8
GLP	232.4	233.5	260.9
Otros energéticos	678.7	700.0	743.4
Otros no energéticos	71.7	104.6	107.9
Gas seco	294.7	105.4	38.9
Coque	153.8	143.7	141.9
Gas de coquería	22.1	21.6	18.1
Electricidad	1,426.8	1,455.3	1,534.2

PODER CALORICO DE LOS ENERGETICOS

<u>Forma de Energía</u>	<u>Contenido Calórico</u>	
Petróleo	0,13800	Tep/Barril
Gas natural asociado	0,03055	Tep/MMPC
Gas natural libre	0,02340	Tep/MMPC
Gas seco	0,02340	Tep/MMPC
Hidroenergía	0,08600	Tep/Gw/h
Electricidad	0,08600	Tep/Gw/h
Carbón	0,65000	Tep/Tonelada
Gasolina motor	0,12200	Tep/Barril
Gasolina natural	0,12200	Tep/Barril
Bencina	0,12200	Tep/Barril
Naftas	0,12200	Tep/Barril
Querosene	0,13300	Tep/Barril
Diesel ACPM	0,13800	Tep/Barril
Fuel - Oil	0,14800	Tep/Barril
GLP	0,09500	Tep/Barril
Butanos	0,09500	Tep/Barril
Otros energéticos	0,11300	Tep/Barril
No energéticos	0,10000	Tep/Barril
Coque	0,48000	Tep/Tonelada
Gas de coquería	0,00780	Tep/MMPC

Tep (Tonelada equivalente a Petróleo) 7,28 Barriles de Petróleo
 Gw/h = 1.000.000 Kw/h MMPC = millón de pies cúbicos

Notas al Balance Preliminar:

- 1) El balance preliminar se apoya en cifras y series estadísticas de la Sección de Investigaciones Económicas - Ministerio de Minas y Energía.
- 2) Incluye estimaciones sobre varios de los rubros, especialmente sobre energía eléctrica.
- 3) Las variaciones de inventarios de energía secundaria han sido deducidos y exigen una comprobación a fondo.
- 4) Los flujos de gas natural se deducen de acuerdo a las disponibilidades.

ESTADISTICAS HIDROCARBUROS

TABLA 1.1.1.
SISMICA LEVANTADA EN EL PAIS
 1974 - 1982
 "Kilómetros"

Año	Ecopetrol	Compañías Asoc.	Total
1974	1.120.45	4.417.15	5.537.60
1975	816.81	4.622.29	5.439.10
1976	2.111.76	2.108.45	4.220.21
1977	4.327.55	7.754.06	12.081.61
1978	3.492.40	5.393.63	8.891.03
1979	6.832.14	7.401.14	14.233.28
1980	1.852.15	4.790.92	6.643.07
1981	2.715.30	8.240.73	10.956.03
1982	1.672.30	5.129.50	6.801.80

TABLA 1.1.1.A
SISMICA LEVANTADA POR CUENCAS
 "Kilómetros"

Cuenca	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Bogotá	-	-	-	-	277.00	-	-	-	140.7
Caribe	-	-	-	7.633.75	3.050.60	8.356.96	190.50	-	-
Catatumbo	-	-	200.50	504.50	467.00	127.80	201.00	361.30	-
Cauca	-	-	-	-	-	488.80	-	235.30	-
Cesar	-	-	-	-	107.60	1.147.30	289.80	284.20	-
Guajira	1.432.42	1.757.37	504.00	140.73	-	685.60	-	260.00	-
Llanos	1.857.95	650.20	580.92	-	809.30	15.00	3.657.24	7.497.63	4.006.3
Magdalena Alto	-	-	577.14	947.90	239.86	275.95	415.58	825.50	222.8
Magdalena medio	784.86	1.073.13	883.55	2.297.93	1.396.27	1.180.30	92.60	780.00	594.6
Magdalena bajo	1.462.37	1.958.40	1.474.10	556.80	450.40	1.222.07	1.367.85	386.60	1.245.8
Pacífico	-	-	-	-	1.493.00	732.90	428.50	156.20	-
Putumayo	-	-	-	-	-	-	-	169.30	-
San Juan	-	-	-	-	-	-	-	-	591.5
Totales:	5.537.60	5.439.10	4.220.21	12.081.61	8.891.03	14.233.28	6.643.07	10.956.03	6.801.3

TABLA No. 1.1.2
ACTIVIDADES DE PERFORACION 1977 - 1982
 (Miles de Pies)

Año	ECOPETROL		ASOCIACION		CONCESION		TOTAL	
	Pozos	M. Pies	Pozos	M. Pies	Pozos	M. Pies	Pozos	M. Pies
1977	5	52.5	7	818	1	65.1	13	1394
1978	7	61.1	13	125.0	6	43.7	26	229.8
1979	12	93.4	16	152.7	1	10.0	29	256.1
1980	4	50.0	54 (1)	294.0	1	6.5	59	350.5
1981	13	116.4	83 (2)	409.5	4	36.7	100	562.6
1982	12	104.8	63 (3)	371.3 (4)	-	-	75	476.1
DESARROLLO								
1977	42	201.8	12	73.5	16	117.6	70	392.9
1978	33	186.6	16	82.5	10	53.2	59	322.3
1979	32	234.6	23	122.5	10	93.0	65	450.1
1980	44	300.1	12	42.8	26	195.8	82	538.7
1981	40	267.6	78	60.5	53	266.6	111	594.7
1982	51	318.4	59	212.5	41	272.2	151	803.1
TOTAL								
1977	47	254.3	19	155.3	23	182.7	89	592.3
1978	40	247.7	29	207.5	16	96.9	85	552.1
1979	44	328.0	39	275.2	11	103.0	94	706.2
1980	48	350.1	66	336.8	27	299.2	141	889.2
1981	53	384.0	101	470.0	57	303.3	211	1.157.3
1982	63	423.2	122	583.8	41	272.2	226	1.279.2

(1) Incluye 23 pozos estadísticos y 51.677 pies perforados.
 (2) Incluye 30 pozos estadísticos y 113.067 pies perforados.
 (3) Incluye 2 pozos estadísticos y 3.006 pies perforados.
 (4) Incluye 3.495 pies perforados del pozo Buena Vista.

TABLE 1.1.3.
CONTRATOS DE ASOCIACION

Año	Número	Total Hectáreas	No. Vigente	Hectáreas Retenidas	Estado Actual
1956	1	19.000	1	16.000	Explotación
1970	2	196.233	-	-	Renunciados
1971	8	1.306.355	-	-	Renunciados
1972	6	1.602.996	2	31.303	En explotación
1973	13	2.995.838	2	85.066	En explotación
1974	11	3.430.821	1	684.545	En explotación
1975	10	5.548.761	1	573.916	En explotación
1976	11	2.990.989	3	829.000	En explotación
1977	9	2.270.230	2	570.813	En explotación
1978	10	4.099.286	5	1.737.475	En explotación
1979	9	182.303	7	1.865.818	En explotación
1980	18	9.564.930	17	7.912.431	En explotación
1981	11	3.332.255	10	3.147.450	En explotación
1982	8	2.383.851	8	2.383.851	En explotación

TABLE 1.2.1
RESERVAS REVISADAS DE PETROLEO POR CUENCAS
A 31 DE DICIEMBRE DE 1982

Cuencas	Reservas Originales (M. M. Bbls.)*	Producción Acumulada (M. M. Bbls.) [†]	Reservas Remanentes (M. M. Bbls.) [‡]
Medio Magdalena	1.893.319	1.548.354	344.925
Bajo Magdalena	61.906	59.082	2.824
Alto Magdalena	124.085	60.844	64.003
Catatumbo	446.274	399.893	46.381
Putumayo	227.564	199.826	27.736
Llanos Orientales	73.412	4.762	68.650
Totales	2.826.56	2.272.803	554.519

(*) Millones de Barriles.

TABLE 1.2.1.A
PRODUCCION DE PETROLEO
1971 - 1982

Año	Annual (Bbls.)	Diaria (Bbls.)
1971	78.197.301	214.239
1972	71.184.396	195.026
1973	66.656.920	182.123
1974	60.947.223	166.979
1975	56.816.162	155.661
1976	52.978.258	145.146
1977	49.848.505	136.198
1978	47.404.525	129.875
1979	44.978.570	123.229
1980	45.628.719	124.669
1981	48.852.304	133.842
1982	51.764.622	141.821

TABLA 1.2.2.

VOLUMEN DE CRUDO TRANSPORTADO
POR OLEODUCTOS - 1982

Compañía	Nombre	Volumen Transportado (Barriles)
Chevron Petroleum Company	Zulia - Ayacucho	1.336.835
Texas Petroleum Company	Orino - Tumaco	6.321.040
Texas Petroleum Company	Velásquez - Galán	11.409.059
Texas Petroleum Company	Anisales - Guamo	175.601
Texas Petroleum Company	Cocotá - Vasconia	1.801.391
International Petroleum (Colombia) Ltda.	Provincia - Yariri	3.379.643
Explotaciones Cóndor	Cristalina - Yariri	103.156
Empresa Colombiana de Petróleos	Pozos Colorado - Ayacucho	3.401.478
Empresa Colombiana de Petróleos	Ayacucho - Galán	3.627.750
Empresa Colombiana de Petróleos	Yariri - Galán	9.592.670
Empresa Colombiana de Petróleos	Casaba - Galán	1.847.214
Empresa Colombiana de Petróleos	Llanito - El Centro Galán	1.720.245
Empresa Colombiana de Petróleos	El Centro - Galán	5.023.130
Empresa Colombiana de Petróleos	Tibó - Ayacucho	1.755.000
Antex Oil & Gas Company	Difícil - Platu	205.126
Total		51.699.347

TABLA 1.2.2.A

VOLUMENES TRANSPORTADOS POR GASODUCTOS - 1982

Compañía	Nombre	M. P. C.
Promigas S.A.	Balena - Cartagena	44.135.714
San Andrés Development	Jobo - Cartagena	10.915.233
Provincia Petroleum Company	Sucre - Jobo	6.598.982
Colombia Cities Service	Payoo - Barrancabermeja	3.199.560
Petroquímica del Atlántico	Difícil - Barranquilla	2.762.355
Gas Natural Colombiano	Cicuco - Barranquilla	221.797
Total		67.833.641

TABLA 1.2.2.B
 VOLUMENES TRANSPORTADOS POR PRODUCTOS
 (OLEODUCTOS DE PRODUCTOS)
 1982

Compañía	Nombre	Volumen Transportado (Barriles)	Recibo en Terminal (Barriles)
Ecopetrol	Coveñas - Ayacucho - Barranca	5.110.000	5.110.000
Ecopetrol	Barranca - Bucaramanga	2.372.500	2.372.500
Ecopetrol	Barranca - Sebastopol	32.521.500	
Ecopetrol	Sebastopol - Medellín	5.402.000	5.402.000
Ecopetrol	Sebastopol - Salgar	26.791.000	529.719
Ecopetrol	Salgar - Bogotá	19.162.500	19.162.500
Ecopetrol	Salgar - Maniquita		828.263
Ecopetrol	Salgar - Manizales	6.424.000	764.037
Ecopetrol	Manizales - Pereira		807.301
Ecopetrol	Pereira - Cartago		1.458.932
Ecopetrol	Cartago - Yumbo	2.518.500	2.518.500
Ecopetrol	Buenaventura - Yumbo	3.321.500	3.321.500
Ecopetrol	Pozos Colmados - Barranca	1.496.500	1.496.500
International Petroleum (Colb.) Ltda.	Payoa - Provincia	1.277.590	1.277.590
Total:		106.397.500	45.049.367

TABLA 1.2.3
 PRODUCCION Y CONSUMO DE LOS PRINCIPALES REFINADOS
 (Miles de Barriles)

Producto	Produccion		Consumo		Total
	1981	1982	1981	1982	
Gasolina Motor*	20.725	20.687	28.012	28.634	28.634
Gasolina Aviaçión	378	404	379	376	376
Diesel (ACPA)	9.665	9.653	9.774	10.124	10.124
Querosen	2.613	2.258	2.528	2.140	2.140
Bencina y Náftico	2.052	2.276	2.025	2.032	2.032
G.L.P.**	2.709	2.593	2.733	3.021	3.021
Fuel Oil (Combustión)	16.300	17.815	4.607	4.450	4.450

* Incluye gasolina petro.
 ** Incluye el gas de plantas.
 † Incluye consumo en refinarias y termoelectricas.

TABLA 1.2.1

EXPLORACIONES E IMPORTACIONES DE PETRÓLEO Y DERIVADOS

Productos	Importaciones Miles de Barriles		Valor Importaciones Miles de U. S. S.		Exportaciones Miles de Barriles		Valor Exportaciones Miles de U. S. S.	
	1981	1982	1981	1982	1981	1982	1981	1982
Petróleo	7.714	7.327	266.475	249.047	-	-	-	-
Gasolina Motor Corriente	5.557	9.328	222.331	352.949	-	-	-	-
Gasóleo Atmosférico	1.421	718	46.659	23.800	-	-	-	-
Gasóleo de Vació	4.047	738	147.534	27.217	-	-	-	-
Diesel (ACFM)	-	249	-	9.945	-	-	-	-
Fuel Oil (Combustóleo)	-	-	-	-	10.369	11.900	266.362	283.877
Acido Nafténico	-	-	-	-	2	3	231	511
Parafina	-	-	-	-	32	25	2.409	1.655
Benceno	-	-	-	-	29	90	2.062	5.370

TABLA 1.2.5
PRONOSTICOS DE PRODUCCION
(Miles de Barriles por día)

Año	Producción	Crudo Cocoma	Castilla, Cano Garza Trinidad y Arauca*	Casabe	Total
1983	136.0	5.8	4.0	2.2	149.0
1984	136.0	12.0	30.0	4.0	182.0
1985	134.0	20.0	50.0	6.0	210.0
1986	132.0	22.0	50.0	10.0	214.0
1987	130.0	25.0	55.0	12.0	222.0
1988	128.0	28.0	55.0	15.0	226.0
1989	126.0	30.0	55.0	20.0	231.0
1990	124.0	32.0	55.0	20.0	231.0

* Incluye los crudos de Barquereña, Apiay, Rubiales y Tocaria.

TABLA 1.3.1
RESERVAS REVISADAS DE GAS POR CUENCAS
A 31 DE DICIEMBRE DE 1982

Cuencas	Reservas Producibles (MMMLP.C.)*	Producción Acumulada (MMMLP.C.)*	Reservas Remanentes (MMMLP.C.)*
Medio Magdalena	1.388.109(**)	904.360	483.749
Alto Magdalena	40.684	22.610	18.074
Bajo Magdalena	739.513	710.090	29.423
Catatumbo	499.301	461.720	37.581
Putumayo	292.555	202.730	89.825
Guajira	3.605.975	242.950	3.363.025
Llanos Orientales	12.480	-	12.480
Totales	6.578.617	2.544.460	4.034.157

(*) Miles de millones de pies cúbicos.

(**) Incluye el gas inyectado al yacimiento.

TABLA 1.3.1.A
 PRODUCCION DE GAS NATURAL
 1971 - 1982

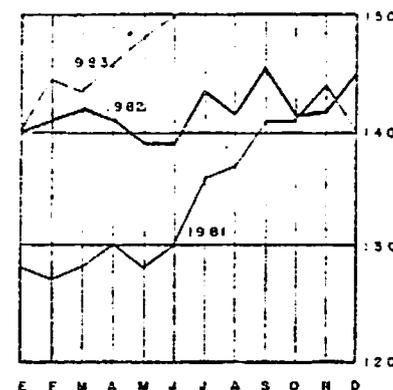
Año	Producción ^{1/} (M.M.M.P.C)*	Utilizado (M.M.M.P.C)*	Descargado al Aire (M.M.M.P.C)*
1971	111.29	88.26	23.03
1972	115.62	95.89	19.73
1973	113.23	95.10	18.13
1974	116.63	97.03	19.60
1975	120.75	96.17	24.58
1976	117.92	92.24	25.68
1977	122.32	96.10	26.22
1978	147.01	120.56	26.45
1979	150.70	124.59	26.11
1980	160.67	134.02	26.65
1981	168.27	144.32	23.95
1982	174.54	151.19	23.35

* Miles de millones de pies cúbicos
^{1/} Producciones netas.

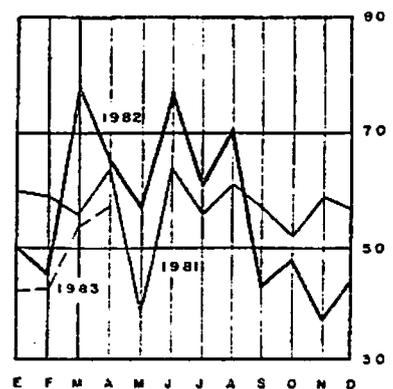
TABLA 1.3.2
 PRONOSTICOS PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS NATURAL
 (Millones de pies cúbicos por día)

Campos	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Jobo - Tablón	10.6	7.6	5.5	4.0	3.0	2.0	1.0
Sucre	12.2	10.6	12.9	11.0	10.0	9.0	8.0
El Diffcil	5.2	1.4	-	-	-	-	-
Provincia	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	75.0	70.0
Payoa	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
Guajira	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0	450.0
* Totales	603.0	594.6	593.4	590.0	588.0	581.0	574.0
Consumo	330.0	355.0	362.0	368.0	375.0	382.0	389.0

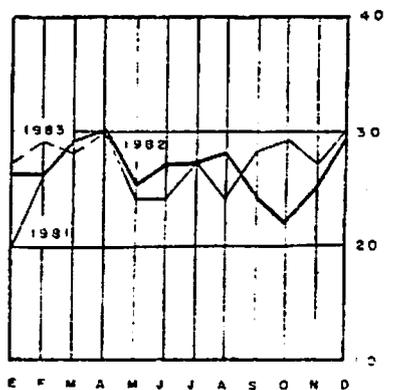
* Capacidad de Producción real del Campo, la cual está limitada por falta de consumo.



E F M A M J J A S O N D



E F M A M J J A S O N D



E F M A M J J A S O N D

PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO
 Barriles / Día

Meses	1981	1982	1983
E	127.768	139.865	140.633
F	127.067	140.995	144.703
M	128.273	141.979	143.560
A	130.155	140.730	146.113
M	127.884	139.174	147.952
J	129.854	138.070	150.209
J	135.643	143.773	-
A	136.616	141.791	-
S	140.924	146.589	-
O	140.621	141.600	-
N	144.147	141.971	-
D	150.061	144.392	-

PRODUCCION DE GASOLINA MOTOR *
 Barriles / Día

Meses	1981	1982	1983
E	59.710	50.022	42.353
F	58.965	44.792	42.479
M	55.678	78.400	53.384
A	63.865	64.751	57.532
M	37.900	56.613	-
J	64.012	76.727	-
J	56.107	60.994	-
A	61.010	70.943	-
S	56.953	42.335	-
O	51.981	48.247	-
N	58.897	36.986	-
D	57.050	44.012	-

* Incluye Extra

PRODUCCION DE DIESEL FUEL OIL (AC.P.M.)
 Barriles / Día

Meses	1981	1982	1983
E	20.377	25.514	26.755
F	26.282	26.327	28.863
M	28.805	29.239	28.057
A	29.946	30.050	30.015
M	24.208	25.001	-
J	24.228	26.768	-
J	26.874	26.972	-
A	24.269	27.765	-
S	27.683	23.990	-
O	27.878	22.248	-
N	27.031	25.488	-
D	20.260	28.000	-

ESTADISTICAS ELECTRICIDAD

ENERGIA GENERADA SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
(MWH)

Año	Generación
1970	7.838.299
1971	8.606.971
1972	9.719.099
1973	10.839.358
1974	11.263.852
1975	12.324.937
1976	13.717.170
1977	14.298.891
1978	16.258.235
1979	17.998.735
1980	19.302.200
1981	19.471.000
1982	21.298.940

SISTEMA COSTA ATLANTICA
Energía Generada y Compras (MWH) ^{1/}

Año	Generación Propia	Compras a Venezuela	Total
1970	1.039.754.5		1.039.754.5
1971	1.157.183.6		1.157.183.6
1972 ^{2/}	1.362.656.5	7.233.6	1.369.890.1
1973	1.533.577.5	9.287.2	1.542.864.7
1974	1.678.016.1	14.645.9	1.692.662.0
1975	1.794.793.3	17.926.8	1.812.720.1
1976	2.038.599.0	20.393.2	2.058.992.2
1977	2.166.997.4	22.722.4	2.189.719.8
1978	2.504.285.2	24.512.4	2.528.797.6
1979	2.817.719.0	28.841.6	2.846.560.6
1980	3.197.549.7	33.102.0	3.230.676.7
1981	3.343.240.1	40.323.7	3.383.563.8
1982	3.777.041.2	38.436.2	3.815.477.4

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico en la Costa Atlántica 1972-1979 CORELCA.

^{1/}: No incluye a San Andrés y Providencia.

^{2/}: A partir de este año comienzan las compras a Venezuela.

TASA DE CRECIMIENTO HISTORICO ANUAL DE LA DEMANDA DE ENERGIA

o/a

Sector	1970-71	1971-72	1972-73	1973-74	1974-75	1975-76	1976-77	1977-78	1978-79	1979-80	1980-81	1981-82
EEEB	11.75	10.03	10.93	11.41	10.90	10.47	7.43	10.93	11.06	6.29	4.93	12.70
EPM	9.11	10.37	9.06	7.11	6.31	10.01	1.42	13.86	9.21	10.17	2.74	7.70
CVC	9.63	10.17	10.24	7.90	5.47	11.03	0.79	14.04	8.90	8.96	3.30	4.75
ICEL-CHFC	10.25	10.61	13.70	9.66	12.93	11.04	9.56	18.92	10.43	9.16	1.20	17.7
CURELCA			10.55	9.93	6.33	13.40	6.42	15.59	12.57	12.00	6.94	19.8

Los datos reflejan corresponden al crecimiento porcentual.

TASA DE CRECIMIENTO HISTORICO ANUAL DE LA POTENCIA PICO

Sector	1970-71	1971-72	1972-73	1973-74	1974-75	1975-76	1976-77	1977-78	1978-79	1979-80	1980-81	1981-82
EEEB	9.60	8.28	10.74	7.26	7.88	9.06	7.18	12.63	9.94	5.78	11.9	21.35
EPM	13.74	6.67	11.97	5.94	7.75	5.29	3.13	11.82	6.42	8.99	6.65	4.8
CVC	12.60	5.59	8.48	10.75	7.94	8.44	7.28	6.79	8.33	6.68	3.6	14.9
ICEL-CHFC	7.77	10.16	72.00	3.17	16.07	13.44	4.13	14.83	7.35	5.17	5.5	14.3
CURELCA			4.21	11.24	11.18	10.81	8.42	17.73	6.66	8.33	5.4	19.9

Los datos muestran son el resultado del crecimiento porcentual.

PROYECCIONES DE CAPACIDAD INSTALADA

Fecha de Entrada	Proyecto	Ubicación	Entidad Ejecutora	Capacidad MW	Clase	Capacidad Hidráulica	Capacidad Térmica	Total
Acumulado Diciembre 1982						3.413	1.518	4.931
1er. Sem. 1983	Ayura	Antioquia	EPM	19	H	3.432	1.518	4.950
1er. Sem. 1983	Termo-Guajira	Guajira	CURELCA	170	TC	3.432	1.688	5.120
1er. Sem. 1983	Barrauca IV	Santander	ICEL	32	TG	3.432	1.720	5.152
2o. Sem. 1983	Termo Zipaquirá V	Cundinamarca	ISA-EEEB	66	TC	3.432	1.786	5.218
1er. Sem. 1984	San Carlos I.	Antioquia	ISA	620	H	4.052	1.786	5.838
1er. Sem. 1984	Paraiso - La Guaca	Cundinamarca	EEEB	600	H	4.652	1.786	6.438
2o. Sem. 1984	Termo Tasajero	N. Santander	ICEL	150	TC	4.652	1.936	6.508
2o. Sem. 1984	Salvajina	Cauca	CVC	270	H	4.922	1.936	6.858
1er. Sem. 1985	Jaguas	Antioquia	ISA	170	H	5.092	1.936	7.028
1er. Sem. 1985	San Carlos II	Antioquia	ISA	620	H	5.712	1.936	7.648
1er. Sem. 1985	Calderas	Antioquia	ISA	15	H	5.777	1.936	7.663
1er. Sem. 1985	Guajalupe IV	Antioquia	EPM	213	H	5.910	1.936	7.846
2o. Sem. 1985	Termoquajira II	Guajira	CURELCA	170	TC	5.940	2.106	8.046
1er. Sem. 1986	Betania	Huila	CHB	500	H	6.440	2.106	8.546
1er. Sem. 1987	Playas	Antioquia	EPM	200	H	6.640	2.106	8.746
2o. Sem. 1989	Guavio	Cundinamarca	EEEB	1.000	H	7.640	2.106	9.746
1er. Sem. 1990	Río Grande II	Antioquia	EPM	368	H	7.998	2.106	10.104
2o. Sem. 1990	Calima III	Valle del C.	CVC	240	H	8.238	2.106	10.344
1er. Sem. 1991	Miel I	Caldas	CHEC	384	H	8.622	2.106	10.728
2o. Sem. 1991	Urrá I y II	Córdoba	CURELCA	1.200	H	9.822	2.106	11.926
1er. Sem. 1993	Cañafiso	Antioquia	ISA	1.500	H	11.322	2.106	13.428
2o. Sem. 1995	Miel II	Caldas	ICEL-CHEC	351	H	11.673	2.106	13.779

TC: Térmica a base de Carbón; TG: Térmica a base de gas; H: Hidráulica.

GENERACION Y CONSUMO DE LA CENTRAL TERMICA
DE ZIPAQUIRA

Año	Generación GWH	Carbón Miles de Toneladas
1970	148.7	79.8
1971	147.9	82.7
1972	132.0	72.1
1973	261.2	129.6
1974	171.1	81.5
1975	216.6	103.1
1976*	407.4	194.0
1977	736.9	350.9
1978	709.3	337.8
1979	654.4	311.6
1980	635.5	302.5
1981**	734.8	331.4
1982	1.053.4	494.0

* Entró en operación Termozipa III
** Entró en operación Termozipa IV.

SISTEMA COSTA ATLANTICA (CORELCA Y FILIALES)*
Consumo de Combustible para Generación de Energía
Eléctrica 1/

Año	GAS Millones de Pies ³	FUEL OIL Miles de Galones	ACPM Miles de Galones	Consumo Técnico Específico MBTU/MWH
1970	10.736.8	32.774.6	8.297.2	
1971	12.575.1	34.804.6	9.063.4	
1972	15.368.5	38.363.6	10.833.9	16.728
1973	12.891.1	65.481.2	6.899.3	15.600
1974	11.106.1	79.714.5	6.887.0	14.489
1975	12.594.1	87.212.4	7.614.3	15.075
1976	12.825.3	107.719.3	11.315.9	15.167
1977	19.243.0	88.217.4	13.683.9	16.018
1978	32.061.5	37.204.1	7.307.7	15.565
1979	40.548.5	7.521.2	3.873.5	15.095
1980	44.457.2	4.578.3	2.777.2	14.350
1981	46.809.9	3.264.5	209.1	14.369
1982	49.517.1	5.325.3	2.138.2	13.500

* Electricificadoras de Atlántico, Bolívar, Córdoba, Sucre, Guajiro, Magdalena, Cesar.

1/ No incluye a San Andrés y Providencia.

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico
En la Costa Atlántica 1972-1979.

GENERACION Y CONSUMO DE LA CENTRAL TERMICA
DE PAIPA

Año	Generación MWH	Consumo de Carbón (Toneladas)
1970	156.170	79.889
1971	172.491	91.707
1972	190.549	102.585
1973	195.121	103.766
1974	181.838	94.599
1975	205.988	108.642
1976	392.642	177.192
1977	371.831	174.713
1978	399.909	218.413
1979	542.773	249.997
1980	586.590	337.334
1981	528.950	301.336
1982	840.930	429.627

En 1976 entró en operación la segunda Unidad de Termopaipa (66 MW)

GENERACION Y CONSUMO DE LA CENTRAL TERMICA
DE YUMBO

Año	Generación MWH	Consumo de Yumbo (Toneladas)
1970	238.705	170.839
1971	272.420	201.183
1972	237.882	162.622
1973	285.468	193.121
1974	221.613	146.009
1975*	44.633	23.258
1976	199.475	141.186
1977	143.715	108.926
1978	102.771	80.666
1979	144.417	112.959
1980	239.834	181.320
1981	223.786	170.910
1982	167.241	120.848

* Entró en funcionamiento la Central Hidroeléctrica del Alto Anchicaya.

DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA EN EL PERIODO 1970-1982
(MW)

Sistema	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
EEEE	432.0	473.5	512.7	567.8	609.0	657.0	716.5
EPM	371.0	422.0	451.0	505.0	535.0	576.5	607.0
CVC	238.0	268.0	283.0	307.0	340.0	367.0	398.0
ICEL - CHEC	283.0	305.0	336.0	410.0	423.0	491.0	557.0
COPELCA	185.5	208.0	246.7	257.1	286.0	318.0	352.5

Sistema	1977	1978	1979	1980	1981*	1982*
EEEE	768.0	865.0	951.0	1.006.0	899.0	1.091.0
EPM	626.0	700.0	745.0	812.0	866.0	908.0
CVC	427.0	456.0	494.0	527.0	508.0	584.0
ICEL - CHEC	580.0	666.0	715.0	679.0	644.0	736.0
COPELCA	382.2	450.0	480.0	520.0	548.0	657.0

* Incluye el reemplazamiento

PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA PICO DEL
SISTEMA INTERCONECTADO CON FACTOR
DE CARGA DE 0.6

Año	Escenario más Probable Demanda GWH	Escenario ALTC Demanda GWH
1983	4.260	4.388
1984	4.511	4.712
1985	4.832	5.077
1986	5.107	5.447
1987	5.471	5.871
1988	5.865	6.329
1989	6.267	6.831
1990	6.695	7.380
1991	7.171	7.970
1992	7.718	8.612
1993	8.304	9.303
1994	8.937	10.050
1995	9.616	10.854
1996	10.352	11.729
1997	11.141	12.671
1998	11.997	13.696
1999	12.910	14.794
2000	13.900	15.991

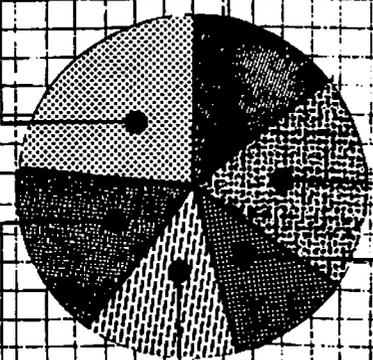
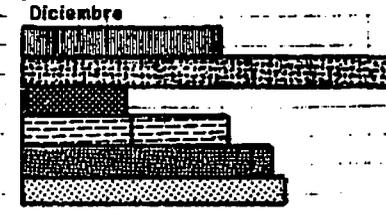
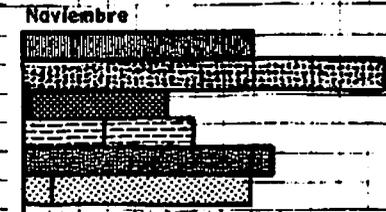
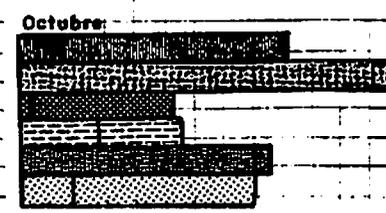
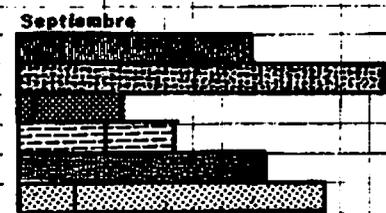
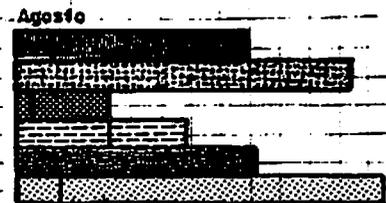
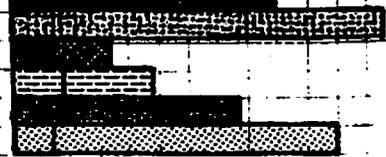
PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELCTRICA
DEL SISTEMA INTERCONECTADO

Año	ESCENARIO MAS PROBABLE		ESCENARIO ALTEC	
	% Crecimiento Económico	- Demanda GWh	% Crecimiento Económico	Demanda GWH
1983	2.1	22.388	2.5	23.061
1984	3.0	23.711	3.5	24.768
1985	4.5	25.398	5.0	26.685
1986	4.5	26.843	5.7	28.629
1987	4.5	28.755	6.0	30.859
1988	4.5	30.829	6.0	33.263
1989	4.5	32.940	6.2	35.903
1990	4.5	35.190	6.3	38.788
1991	4.8	37.690	6.3	41.891
1992	5.2	40.565	6.3	45.265
1993	5.2	43.648	6.3	48.899
1994	5.2	46.973	6.3	52.821
1995	5.2	50.540	6.3	57.051
1996	5.2	54.412	6.3	61.650
1997	5.2	58.558	6.3	66.597
1998	5.2	63.058	6.3	71.984
1999	5.2	67.853	6.3	77.759
2000	5.2	73.058	6.3	84.048
Crecimiento Promedio de la demanda		7.06%		7.90%

Capacidad instalada. 1982
MW

0 100 200 300 400

Julio
ISA 1198.0
EEEB 699.0
EPM 1003.5



Agosto
CORELCA 1833.0
ICEL 1718.0
CVC 583.0

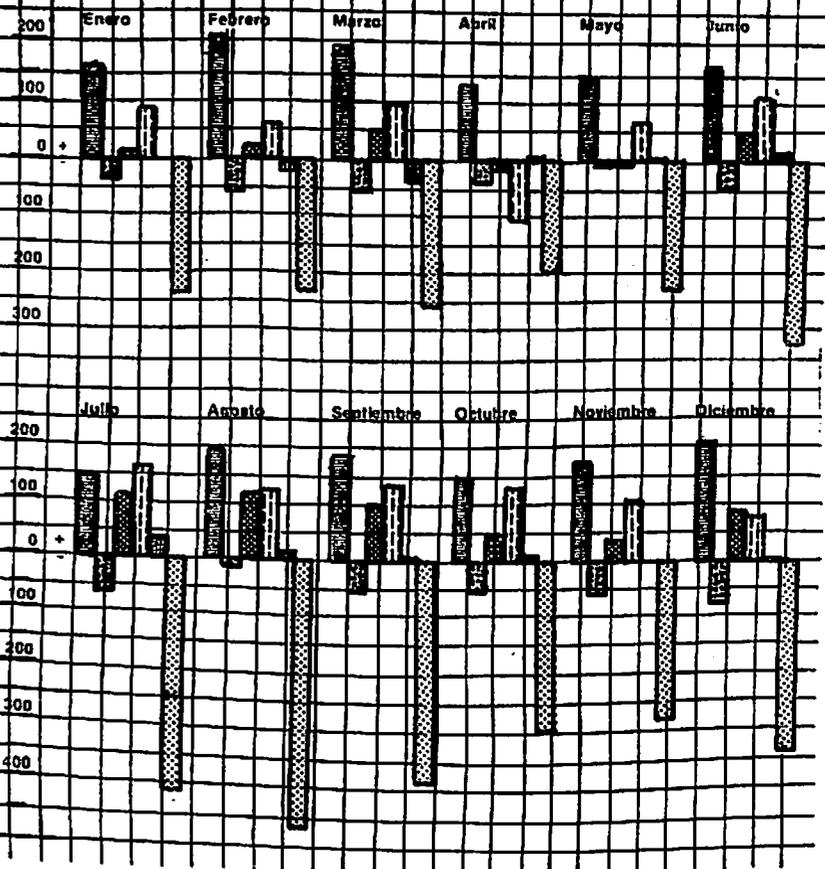
Resumen de generación mensual
GWh

2000



198 199 200 201 202 203 204 205 206 207 208 209 210 211 212

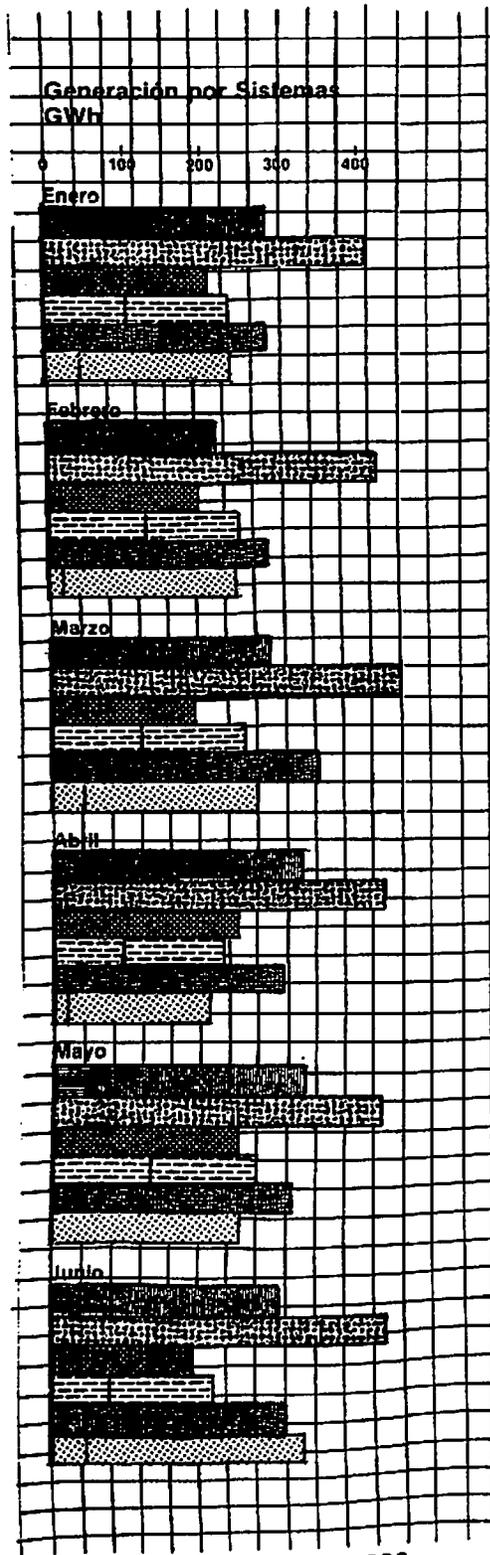
Intercambios netos efectivos
GWh



Convenciones

- EEBE
- EPM
- CVC
- ICEL
- CORELCA
- ISA
- ↑ Importación
- ↓ Exportación

Tomado del Informe ISA 1982



Convenciones

- EEMB
- EPM
- CVC
- ICEL
- CORELCA
- ISA
- Térmica
- Hidráulica

Tomado del Informe ISA 1982

VOLUMEN DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL

MINERA	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Metales Preciosos											
Oro	186,811	216,201	264,671	308,670	287,662	287,070	248,410	269,369	610,479	699,211	122,431
Plata	69,878	74,407	75,200	67,871	105,723	80,948	76,773	89,331	151,512	112,710	179,041
Platino	21,111	26,358	21,125	32,114	16,778	17,315	14,043	12,932	14,316	14,801	11,006
Metales Preciosos y Semipreciosos											
Plata	1,481,712	660,348	32,647	248,715	400,801	484,512	894,888	1,328,488	276,111	299,005	365,959
Minerales de Metales											
Mineral de Hierro	419,950	489,000	510,810	586,000	642,000	594,800	497,000	399,900	609,269	433,411(1)	469,850
Zinc (concentrado)	126	365	301	272	347	276	200	278	303	266	291
Plata (concentrado)	77	54	93	18	—	—	—	—	—	—	—
Mercurio (concentrado)	4,182	10,960	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Cobalt (concentrado)	267	70	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Chromite	3,401	3,709	6,828	6,659	7,798	11,875	20,011	21,453	21,400	20,300	20,109
Mineral de Níquel	200	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mineral de Vanadio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mineral de Molibdeno	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Minerales Combustibles											
Carbón	2,900,000	3,360,000	3,600,000	3,800,000	4,000,000	4,204,100	4,764,000	4,885,000	4,947,000	6,030,000	6,560,000
Minerales No Metálicos											
Caolín (refinado)	6,591,127	7,090,000	7,620,000	7,400,000	7,400,000	8,112,000	9,431,000	9,700,330	9,760,400	10,063,200	10,620,200
Yeso	23,700	25,800	30,612	25,000	17,800	27,000	35,000	16,000	25,647	26,300	32,500
Asbesto	186,174	193,601	198,000	200,000	205,000	210,000	265,000	257,300	263,000	270,500	309,000
Alumina	28,500	43,800	28,000	23,000	23,000	22,000	31,750	28,042	14,350	16,250(1)	20,111
Barita	5,500	1,300	7,500	6,760	10,832	8,608	12,029	16,901	17,000	16,460	16,833
Fluorita	4,098	1,922	2,500	3,000	3,100	3,150	3,800	3,900	3,200	3,160(1)	3,000
Caolín	28,619	30,000	28,700	30,000	30,000	26,808	26,455	29,200	23,150	27,600	30,000
Artesas y Caolín	778,203	790,000	820,000	850,000	850,000	799,000	783,000	810,160	786,384	810,000	833,041
Artesas Silíceas y Cuarzo	202,968	340,000	360,000	370,000	398,512	428,304	440,000	480,000	492,000	602,300	527,113
Sal (común)	450,151	463,604	338,446	343,660	338,669	347,020	377,193	383,469	346,568	316,250	309,141
Sal Marinos	675,068	843,035	670,807	741,233	739,364	594,415	469,658	389,455	491,017	398,285	291,557
Sal Gorda	708	900	800	1,000	2,200	3,380	4,320	6,085	6,900	6,070	6,210
Dióxido de Silicio	6,400	7,000	7,000	7,000	7,000	8,280	8,500	8,500	8,500	8,300	8,700
Alúmina	1,649	1,800	1,700	1,850	600	650	630	630	N. D.	N. D.	N. D.
Mica	38	—	—	—	—	1,832	1,770	1,400	1,582	N. D.	N. D.
Chalita	4,200	—	—	—	—	—	—	300	N. D.	—	—
Roca Fosfórica	6,821	10,421	12,000	13,000	9,300	5,800	1,320	0,776	6,370	17,324(1)	25,000
Bentonita	1,000	1,200	1,000	1,000	—	—	—	—	—	—	—

1/ Con base en estadística.

2/ Famosos y registrados.

3/ No incluye azufre de refinería.

4/ Incluye estimación de valón.

5/ Materia Prima.

6/ Provisional.

N. D. No Disponible.

(1) Revisado.

VALOR ESTIMADO DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
(Miles de Pesos Colombianos)

MINERA	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Metales Preciosos											
Oro	374,187	506,853	1,273,874	1,649,214	1,353,032	1,487,884	2,137,447	3,865,105	15,086,731	12,790,386	11,109,011
Plata	201,903	508,976	1,184,438	1,650,271	1,280,508	1,410,837	2,012,861	3,375,870	16,242,360	12,428,183	10,838,275
Platino	2,271	3,148	8,220	11,409	13,823	14,891	38,305	32,455	91,168	75,616	75,616
Platino	56,215	81,109	81,205	78,400	68,401	62,456	111,158	150,030	329,919	370,015	193,101
Metales Preciosos y Semipreciosos											
Plata	1,027,170	1,895,403	170,988	417,842	721,263	1,012,652	1,658,028	4,590,025	3,257,816	2,899,307	2,613,860
Plata	1,027,170	1,895,403	170,988	417,842	721,263	1,012,652	1,658,028	4,590,025	3,257,816	2,899,307	2,613,860
Minerales de Metales											
Mineral de Hierro	38,399	67,546	88,470	131,402	142,583	204,795	227,617	211,251	372,511	433,113	482,178
Zinc (concentrado)	35,181	54,845	88,700	130,000	136,613	200,523	222,000	214,322	362,175	419,661(1)	562,895
Plata (concentrado)	244	823	578	828	896	800	608	1,251	1,372	1,284	2,216
Mercurio (concentrado)	627	1,613	462	66	—	—	—	—	—	—	—
Cobalt (concentrado)	1,008	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Chromite	340	371	640	786	1,038	1,798	2,400	2,181	3,719	4,162	1,268
Cromita (concentrada)	860	9,600	—	—	1,037	1,674	3,082	4,048	5,247	6,000	6,000
Mineral de Níquel	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mineral de Vanadio	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Mineral de Molibdeno	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Minerales Combustibles											
Carbón	182,000	209,500	218,750	342,000	1,249,998	1,487,072	2,115,630	2,687,928	3,321,381	4,872,410(1)	7,467,172
Carbón	182,000	209,500	218,750	342,000	1,249,998	1,487,072	2,115,630	2,687,928	3,321,381	4,872,410(1)	7,467,172
Minerales No Metálicos											
Caolín	469,353	523,595	573,364	555,485	1,205,065	1,523,415	2,191,804	2,400,837	3,121,033	4,367,061	4,967,061
Yeso	220,696	245,000	205,782	218,000	175,444	370,501	1,490,897	1,455,050	1,831,755	2,541,504	2,761,811
Asbesto	23,007	24,017	24,355	25,000	10,793	69,230	80,521	108,065	60,833	66,539	92,091
Alumina	23,272	24,188	24,370	25,000	60,262	69,230	80,521	108,065	116,630	140,288	191,780
Barita	3,478	1,764	840	8,300	2,825	2,607	5,230	5,071	3,702	5,035(1)	9,061
Fluorita	1,900	1,700	4,600	5,747	5,747	5,230	5,230	5,230	3,702	5,035(1)	9,061
Chalita	1,655	9,810	12,500	14,000	14,000	18,322	18,772	19,710	17,320	21,156	30,329
Artesas y Caolín	3,600	3,610	3,610	3,600	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386	3,386
Artesas Silíceas y Cuarzo	52,008	62,853	64,868	69,400	177,450	242,862	245,092	303,068	290,802	374,025	11,919
Sal (común)	19,007	19,700	19,800	25,200	23,897	23,897	23,897	23,897	23,897	23,897	23,897
Sal Gorda	30,000	31,014	33,012	33,205	37,303	68,198	103,910	120,612	120,612	120,612	120,612
Sal Marinos	73,469	80,354	75,031	138,484	92,081	162,300	208,323	268,300	666,413	463,957	319,768
Láti	269	226	200	200	277	367	443	2,308	2,432	3,569	1,116
Alúmina	708	8,400	9,000	8,640	10,814	11,568	12,714	13,586	14,170	16,121	16,121
Dióxido de Silicio	65	240	377	460	614	911	941	1,011	1,011	1,011	1,011
Mica	369	1,170	1,105	650	653	1,128	1,357	2,104	N. D.	N. D.	N. D.
Chalita	30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Plata	5,460	1,772	2,040	2,340	7,902	7,981	1,199	700	1,068(1)	1,068(1)	1,068(1)
Roca Fosfórica	1,134	360	300	320	—	—	—	—	—	—	—
Bentonita	300	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
TOTAL	2,020,708	3,292,897	2,281,348	3,187,043	4,674,931	6,716,818	8,130,919	13,365,145	25,772,510	21,727,707	26,362,105
Base de Cambio (pesos x dólar)	22.83	24.82	28.80	32.98	34.70	36.78	39.10	42.56	47.28	53.80	59.80

(1) Revisado.

COMERCIO EXTERIOR DEL SECTOR MINERO

EXPORTACION MINERALES
Volúmen (Ton.)

Año	Minerales en Bruto	Minerales Manufacturados y/o Procesados	Total
1975	1	466.548	466.549
1976	33.908	846.720	880.628
1977	137.794	616.557	754.351
1978	170.148	838.526	1.008.674
1979	335.630	904.829	1.240.459
1980	267.091	1.013.992	1.281.083
1981	102.888	831.969	934.857
1982	187.606	807.563	995.169

EXPORTACION MINERALES
Valor (Miles de Pesos Col.)

Año	Minerales en Bruto	Minerales Manufacturados y/o Procesados	Total
1975	449.069	1.160.562	1.609.631
1976	581.166	2.296.826	2.877.992
1977	902.617	2.617.393	3.520.010
1978	711.515	3.277.580	3.989.095
1979	708.899	5.435.701	6.144.600
1980	3.552.741	5.763.228	9.315.969
1981	4.044.622	6.716.670	10.761.292
1982	3.356.775	8.176.482	11.533.257

COMERCIO EXTERIOR DEL SECTOR MINERO

IMPORTACION MINERALES
Volúmen (Ton.)

Año	Minerales en Bruto	Minerales Manufacturados y/o Procesados	Total
1975	109.844	254.600	364.444
1976	123.309	286.919	410.128
1977	163.955	340.876	504.831
1978	252.192	487.449	739.641
1979	231.947	652.856	884.803
1980	306.888	755.248	1.062.136
1981	256.942	805.831	1.062.773
1982	292.127	821.929	1.114.056

IMPORTACION MINERALES
Valor (Miles de Pesos Col.)

Año	Minerales en Bruto	Minerales Manufacturados y/o Procesados	Total
1975	1.018.610	938.735	1.957.345
1976	1.744.795	4.949.978	6.694.773
1977	2.001.910	5.727.853	7.729.763
1978	2.665.113	8.971.127	11.636.240
1979	3.148.255	13.595.059	16.743.314
1980	4.563.296	20.372.750	24.936.046
1981	4.971.366	28.579.479	33.550.845
1982	5.645.566	35.826.768	41.472.324

000088

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000771

BIBLIOTECA

Memoria al Congreso 1982-1983 /
Ministerio de Minas y Energía

338.92086 C718memoriaa Ej.1