

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

MEMORIA AL CONGRESO

1989

3411

REPUBLICA DE COLOMBIA



Ministerio de Minas y Energia

503

1988-1989

TEMA

PRESENTADO

333.79
C65 m
1988-1989
EJ-1

332.209814
C718m
1989

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

MEMORIA AL CONGRESO
1988 - 1989

Bogotá, D.E., 20 de Julio de 1989

000096

FBPT-AR...
A...

338.209864

C718m

1989

En. 1

CONTENIDO

Republica de Colombia
Ministerio de Minas y Energia

CONTENIDO
1. INTRODUCCION 1
2. SITUACION ECONOMICA Y SOCIAL 2
3. POLITICA DE ENERGIA 3
4. POLITICA DE ELECTRICIDAD 4
5. POLITICA DE GAS 5
6. POLITICA DE PETROLIO 6
7. POLITICA DE CARBON 7
8. POLITICA DE MINAS 8
9. POLITICA DE TIERRAS RURALES 9
10. POLITICA DE AGUA 10
11. POLITICA DE RECURSOS MINERALES 11
12. POLITICA DE INVESTIGACION Y DESARROLLO TECNICO 12

MEMORIA AL CONGRESO

1988 - 1989

13. POLITICA DE ELECTRICIDAD 13
13.1 PLAN DE ENERGIA ELECTRICA 13
13.1.1 Aspectos Fundamentales 13
13.1.2 Inversión Social y Financiamiento 14
13.1.3 Control de Pérdidas Eléctricas 15
13.1.4 Tarifas de Electricidad 16
13.2 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL 16
13.2.1 Plan Nacional de Electrificación Rural (ENFER) 16
13.2.2 Programa de Electrificación Rural de la Costa Atlántica (PEECA3) 16
13.2.3 Desarrollo Rural Integrado (DRI) 17
13.2.4 Plan Nacional de Rehabilitación - PNR 18
14. EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL 21
14.1 Plan de Expansión en Generación 21
14.2 Plan de Expansión en Transmisión 23
14.2.1 Proyecto Segundo Plan de Transmisión 27
14.2.2 Gestión ambiental en líneas de Transmisión 28
14.2.3 Sistema de control 29

Bogotá, D.E., 20 de julio de 1989

00000

128705.833
m8440
1987
1 2

República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

MEMORIA AL CONGRESO
1988 - 1989

CONTENIDO

INTRODUCCION

CAPITULO I

SECTOR ENERGETICO6

1. PLANEAMIENTO ENERGETICO INTEGRADO6

1.1 SUSTITUCION A GAS NATURAL6

1.2 TARIFAS EN GAS NATURAL6

1.3 SUBSIDIOS AL SECTOR ELECTRICO7

1.4 PROYECTO DE COOPERACION EN EL SECTOR ENERGETICO ENTRE LA CCE Y COLOMBIA8

2. FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL (FEN)8

3. SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS (SIE)9

CAPITULO II

REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA11

2.1 PLAN DE AJUSTE SECTORIAL11

2.1.1 Objetivos Fundamentales11

2.1.2 Inversiones y Financiamiento12

2.1.3 Control de Pérdidas Eléctricas14

2.1.4 Tarifas de Electricidad15

2.2 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL15

2.2.1 Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER)16

2.2.2 Programa de Electrificación Rural de la Costa Atlántica (PERCAS)16

2.2.3 Desarrollo Rural Integrado (DRI)17

2.2.4 Plan Nacional de Rehabilitación - PNR18

2.3 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL21

2.3.1 Plan de Expansión en Generación21

2.3.2 Plan de Expansión en Transmisión23

2.3.3 Proyecto Segundo Plan de Transmisión27

2.3.4 Gestión Ambiental en Líneas de Transmisión28

2.3.5 Centros de control29

Boletín D.E., 20 de julio de 1989

INTRODUCCION 1

CAPITULO I 1

CAPITULO II 1

REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA 1

2.1 PLAN DE ALIENACION DE EMPRESAS ELECTRICAS 1

2.1.1 Objetivos Fundamentales 1

2.1.2 Inversiones y Financiamiento 1

2.1.3 Control de Perdas Electricas 1

2.1.4 Tarifas de Electricidad 1

2.2 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL 1

2.2.1 Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 1

2.2.2 Programa de Electrificación Rural de la Costa Atlántica (PERCAR) 1

2.2.3 Programa Rural Integrado (PRI) 1

2.2.4 Plan Nacional de Rehabilitación - PNR 1

2.3 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL 1

2.3.1 Plan de Expansión en Generación 1

2.3.2 Plan de Expansión en Transmisión 1

2.3.3 Proyecto Segundo Plan de Transmisión 1

2.3.4 Expansión Ambiental en Líneas de Transmisión 1

2.3.5 Centros de Control 1

2.3.5.1 Centro de control Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá -EEEB-30

2.3.5.2 Sistema de manejo de energía de Empresas Públicas de Medellín (EPM)31

2.3.5.3 Proyecto Centro de Control ICEL31

2.4 OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO31

2.5 SISTEMA DE CALIDAD DEL SECTOR ELECTRICO35

CAPITULO III

REALIZACIONES EN MATERIA DE PETROLEO Y GAS NATURAL36

3.1 EVOLUCION DE LA POLITICA PETROLERA36

3.2 PROGRAMA EXPLORATORIO39

CONTRATOS DE ASOCIACION41

EXPLORACION GEOFISICA42

PERFORACION EXPLORATORIA45

PERFORACION DE DESARROLLO48

RESERVAS50

3.3 PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO Y GAS NATURAL53

3.4 TRANSPORTE DE PETROLEO58

3.5 REFINACION NACIONAL DE PETROLEO59

3.6 PRODUCCION DE DERIVADOS61

3.7 COMERCIO EXTERIOR DE PETROLEO Y DERIVADOS63

3.8 CONSUMO INTERNO DE COMBUSTIBLES65

COMERCIALIZACION DE COMBUSTIBLES67

3.9 SUMINISTRO Y CONSUMO DE GAS NATURAL69

3.10 PROGRAMA DE GAS PARA EL CAMBIO71

GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)73

GAS PROPANO (GLP)73

GASODUCTOS URBANOS75

GASODUCTOS RURALES75

3.11 ACTIVIDAD PETROLERA Y ECONOMIA76

PRECIOS DEL PETROLEO77

PETROLEO Y BALANZA DE PAGOS	79
PRECIOS DE COMBUSTIBLES	82
INVERSIONES DE LA INDUSTRIA PETROLERA	87
INVERSIONES DE COMPAÑIA PRIVADAS	87
AHORRO, TRANSFERENCIAS Y REGALIAS	88
REGALIAS	90
REAJUSTES DE REGALIAS	91
IMPUESTOS DE TRANSPORTE	92
DESARROLLO TECNOLOGICO Y APOYO A LA INGENIERIA NACIONAL	94

CAPITULO IV

REALIZACIONES EN MATERIA DE CARBON	95
4.1 EXPORTACIONES DE CARBON	95
4.2 AVANCES EN PRODUCCION Y PROYECTOS DE GRAN MINERIA	98
Proyectos de Gran Minería	98
Cerrejón Norte	98
Cerrejón Central	99
Proyecto "La Loma" (Carbocol-Drummond)	100
Proyecto "La Jagua" (Carbocol-Prodeco)	101
4.3 PROGRAMA DE EXPLORACION PARA EL MERCADO INTERNACIONAL	101
Proyecto del Descanso (Cesar)	102
Proyecto San Luis (Santander)	102
4.4 PROGRAMA DE APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA DE CARBON	103
Fondo de Fomento del Carbón	103
Programa de Apoyo Jurídico	103
Programa de Apoyo Técnico	105
Programa de Apoyo Financiero	105
Apoyo a la Comunidad	105
Promoción al uso del Carbón	106
4.5 PROYECTOS DE EXPLORACION PARA EL MERCADO INTERNO	108
Páramo del Almorzadero	108
Albania Jesús María (Santander)	108
Río Zulía - Río Peralonso	109
Amagá - Venecia - Bolombolo	109
Mina La Honda (PROCARBON de Occidente)	109
Chidral Cantón de Colombia	109

4.6 REGALIAS E IMPUESTOS110
 4.7 FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL DE CARBOL110
 Situación Financiera110
 Capacidad Técnica112
 Capacidad Administrativa112
 CAPITULO V
 REALIZACIONES EN MATERIA DE MINERIA114
 5.1 INVESTIGACION GEOLOGICA MINERA114
 5.2 PROGRAMAS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION116
 5.3 APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA118
 FISCALIZACION MINERA119
 SEGURIDAD MINERA120
 PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE121
 ASISTENCIA TECNICA121
 5.4 FONDO DE FOMENTO DE METALES PRECIOSOS122
 5.5 NUEVO CODIGO DE MINAS123
 5.6 SISTEMATIZACION DEL REGISTRO MINERO124
 5.7 CENSO NACIONAL MINERO126
 5.8 PRODUCCION MINERA NACIONAL129
 5.9 EXPORTACIONES MINERAS134
 CAPITULO VI
 REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA NUCLEAR
 Y ENERGIAS NO CONVENCIONALES136
 6.1 ENERGIA NUCLEAR136
 6.2 FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGIA137
 Programa Especial de Energía de la
 Costa Atlántica (Pesenca)138
 Otros Programas139

4.6 REGALIAS E IMPUESTOS110
 4.7 FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL DE CARBOL110
 Situación Financiera110
 Capacidad Técnica112
 Capacidad Administrativa112
 CAPITULO V
 REALIZACIONES EN MATERIA DE MINERIA114
 5.1 INVESTIGACION GEOLOGICA MINERA114
 5.2 PROGRAMAS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION116
 5.3 APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA118
 FISCALIZACION MINERA119
 SEGURIDAD MINERA120
 PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE121
 ASISTENCIA TECNICA121
 5.4 FONDO DE FOMENTO DE METALES PRECIOSOS122
 5.5 NUEVO CODIGO DE MINAS123
 5.6 SISTEMATIZACION DEL REGISTRO MINERO124
 5.7 CENSO NACIONAL MINERO126
 5.8 PRODUCCION MINERA NACIONAL129
 5.9 EXPORTACIONES MINERAS134
 CAPITULO VI
 REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA NUCLEAR
 Y ENERGIAS NO CONVENCIONALES136
 6.1 ENERGIA NUCLEAR136
 6.2 FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGIA137
 Programa Especial de Energía de la
 Costa Atlántica (Pesenca)138
 Otros Programas139

CAPITULO VII

POLITICA INTERNACIONAL EN MINERIA Y ENERGIA140

- Política Internacional del Petróleo140
- Proyecto de Cooperación en el Sector Energético (EURCOLERG)142
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)142
- Conferencia Mundial de Energía143
- Cooperación con países vecinos143
- II Jornadas sobre Minería Iberoamericana144
- Cuarta Conferencia de Carbón de la Cuenca del Pacífico144
- Cooperación en recursos minerales y energéticos con Corea145

ANEXO No. 1

POLITICAS Y PLANES DE DESARROLLO SECTORIAL149

1. PROGRAMAS Y ACTIVIDADES INTERNAS DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA149
2. FUENTES DE FINANCIAMIENTO DEL MINISTERIO Y SUS ENTIDADES ADSCRITAS151
 - 2.1 Comportamiento histórico del Presupuesto Nacional de Inversión en el Sector de Minas y Energía (1980-1984)151
 - 2.2 Comportamiento histórico del Presupuesto Nacional de Inversión en el Sector de Minas y Energía (1985-1988) Proyección 1989152
 - 2.3 Presupuesto Nacional Año 1989153
 - 2.4 Proyección Año 1990153

ANEXO No. 2

REFERENCIA GLOBAL EN 1988 DE LAS PERSPECTIVAS EN EL SECTOR ENERGETICO COLOMBIANO162

1. PRESENTACION162
2. RESUMEN162
7. CONCLUSIONES168

1. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

2. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

3. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

4. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

5. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

6. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

7. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

8. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

9. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

10. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

11. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

12. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

13. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

14. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

15. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

16. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

17. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

18. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

19. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

20. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

21. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

22. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

23. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

24. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

25. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

26. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

27. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

28. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

29. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

30. REVISIÓN DEL PLAN DE OBRAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (CNAE) EN EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

BALANCES DE ENERGIA 1986 - 1988170

ANEXO No. 4

VOLUMEN Y VALOR PRODUCCION MINERA 1986 - 1988177

HONORABLES SENADORES Y REPRESENTANTES

CONGRESO NACIONAL DE LA REPUBLICA

El presente informe tiene como finalidad proporcionar a los señores Senadores y Representantes una visión general del volumen y valor de la producción minera en el país durante el período comprendido entre 1986 y 1988.

Los datos que se presentan en este informe fueron obtenidos de los registros estadísticos que el Servicio Geológico Minero y Geológico del Perú (SGMG) mantiene en sus oficinas centrales y en sus oficinas regionales.

Es de suma importancia resaltar que los datos aquí presentados corresponden a la producción declarada por las empresas mineras y no necesariamente reflejan la producción real que se genera en el país.

En consecuencia, se espera que esta información sea de gran utilidad para el análisis de la actividad minera en el país y para la toma de decisiones que permitan mejorar la gestión de los recursos mineros.

El presente informe está dividido en tres partes: una introducción, un cuerpo de texto que describe el volumen y valor de la producción minera en el país durante el período 1986-1988, y un capítulo de conclusiones y recomendaciones.

En la introducción se presenta un breve panorama de la actividad minera en el país, destacando su importancia para el desarrollo económico y social.

En el cuerpo de texto se describe el volumen y valor de la producción minera en el país durante el período 1986-1988, presentando datos estadísticos que permiten observar las tendencias de la actividad minera en el país.

En el capítulo de conclusiones y recomendaciones se presentan las principales conclusiones derivadas del análisis de los datos estadísticos y se ofrecen algunas sugerencias para mejorar la gestión de los recursos mineros.

En consecuencia, se espera que esta información sea de gran utilidad para el análisis de la actividad minera en el país y para la toma de decisiones que permitan mejorar la gestión de los recursos mineros.

Se agradece a los señores Senadores y Representantes por su atención y por haber autorizado la publicación de este informe.

El presente informe fue elaborado en Lima, Perú, a los días 15 de mayo de 1989.

Atentamente sus,

MARGARITA MENA DE MUEVEDO
Directora General de Estadística y Censos

Bogotá, 20 de julio de 1989

**HONORABLES SENADORES Y REPRESENTANTES
CONGRESO NACIONAL DE LA REPUBLICA**

Me permito acompañar a este escrito el informe de labores realizadas en el Sector de Minas y Energía entre julio 20 de 1988 y la misma fecha del corriente año, bajo la gestión administrativa del Doctor OSCAR MEJIA VALLEJO, a quien sucedí en el despacho por designación del Señor Presidente de la República a partir del 16 de julio del año en curso.

Si bien es cierto que los resultados de los programas y de acciones encomendadas a este sector se aprecian en perspectivas de mediano y largo plazo, los obtenidos hasta la fecha en la presente administración son favorables, principalmente en cuanto al aporte financiero al Plan Nacional de Rehabilitación (PNR), lo cual se ha cumplido sin perjuicio de la capitalización propia del sector, según lo demuestran los índices de su participación en el Producto Interno Bruto (PIB) y en el comercio exterior del país.

Al cumplir con el mandato constitucional de presentar a consideración del Congreso la Memoria de labores desarrolladas en el período mencionado, me es particularmente grato suscribirme de los Señores Senadores y Representantes.

Muy atentamente,

MARGARITA MENA DE QUEVEDO

Ministra de Minas y Energía

INTRODUCCION

El aprovechamiento de los recursos minero-energéticos y el adecuado abastecimiento de su demanda en cuanto materias primas y bienes finales, han venido adquiriendo un papel de primordial importancia en los planes y programas para el desarrollo social de la economía del país.

Dada la situación energética y minera de Colombia, de diversificado potencial de producción y exportación, el Plan de Economía Social de la Administración del Señor Presidente Virgilio Barco se orienta, mediante acciones integrales y coordinadas a: 1) Satisfacer en forma adecuada las necesidades energéticas del país; 2) Intensificar la producción nacional de aquellos recursos que generen nuevos ingresos fiscales y cambiarios; 3) Acelerar el ritmo de exploración y evaluación geológico-minera; y 4) Apoyar el desarrollo de la pequeña y mediana minería, mediante programas de asistencia, que incluyan los aspectos técnicos, jurídico, de crédito, seguridad minera, procesamiento y comercialización.

No obstante que los resultados de los programas en este sector son más claros cuando se aprecian en una perspectiva de mediano y largo plazo, transcurridos tres años de la actual administración se evidencian ya importantes realizaciones de los objetivos y metas contenidos en el mencionado Plan de Economía Social.

HONORABLES SENADORES Y REPRESENTANTES
CONGRESO NACIONAL DE LA REPUBLICA

Me permito recomendar a V. E. el informe del informe de labores realizado por el sector de Minería y Energía durante el año 1988 y la misma fecha del presente año, en el cual se detallan los aspectos administrativos y económicos de la explotación de la República...

En primer lugar, se tiene que los resultados de los programas de acciones encomendadas a este sector se aprecian en perspectiva de mediano y largo plazo, los obtenidos hasta la fecha en la presente administración son favorables, principalmente en cuanto al aporte financiero al Plan Nacional de Rehabilitación (PNR), lo cual se ha cumplido sin perjuicio de la capitalización propia del sector, según lo demuestran los índices de su participación en el Producto Interno Bruto (PIB) y en el comercio exterior del país.

Al cumplir con el mandato constitucional de presentar a consideración del Congreso la memoria de labores desarrolladas en el período mencionado, me es particularmente grato sustrirme de los señores Senadores y Representantes.

MARGARITA MENA DE QUEVEDO
Ministra de Minas y Energía

Muy atentamente,

El desarrollo de los recursos mineros y energéticos de Colombia, de acuerdo a las posibilidades técnicas y económicas, debe ser el resultado de una política de desarrollo que permita la explotación racional de los recursos mineros y energéticos, en los planes y programas para el desarrollo social y económico del país.

En los capítulos correspondientes de esta Memoria se presentan en forma detallada, los desarrollos de los planes y programas de la política minero-energética, cuyos principales aspectos se destacan a continuación. El presente capítulo trata de la política energética y la política minera. Se ha avanzado en materia energética hacia la optimización de la planeación para el aprovechamiento económico de los recursos disponibles en el país y satisfacer los consumos de los diferentes sectores de la economía.

Para acelerar este proceso de planeamiento integrado, se formó un grupo de estudios y análisis como soporte técnico de la Comisión Nacional de Energía, cuyo proyecto de creación ha sido presentado a consideración del Congreso Nacional de la República; se avanza en el diseño, mejoramiento e integración de los recursos de información sectorial, a través del Sistema de Información Energética (SIE), que viene funcionando en el Ministerio de Minas y Energía.

Los incrementos sustanciales, en las inversiones de exploración, desarrollo, y la producción de hidrocarburos, carbón, metales preciosos, esmeraldas, níquel y otros minerales, se reflejan en los mayores índices de la participación sectorial en el Producto Interno Bruto (PIB) y en la diversificación de las exportaciones con el consiguiente efecto cambiario, que permite en gran parte el financiamiento de programas de desarrollo regional y social, particularmente en cuanto al Plan Nacional de Rehabilitación (PNR) y en menor proporción atender el servicio de la deuda externa.

En los capítulos correspondientes de esta Memoria se presentan en forma detallada, los desarrollos de los planes y programas de la política minero-energética, cuyos principales aspectos se destacan a continuación.

Se ha avanzado en materia energética hacia la optimización de la planeación para el aprovechamiento económico de los recursos disponibles en el país y satisfacer los consumos de los diferentes sectores de la economía.

Para acelerar este proceso de planeamiento integrado, se formó un grupo de estudios y análisis como soporte técnico de la Comisión Nacional de Energía, cuyo proyecto de creación ha sido presentado a consideración del Congreso Nacional de la República; se avanza en el diseño, mejoramiento e integración de los recursos de información sectorial, a través del Sistema de Información Energética (SIE), que viene funcionando en el Ministerio de Minas y Energía.

Para fortalecer los mecanismos y el manejo integral y eficiente del sector energético, se ha presentado a la consideración del Congreso un proyecto de Ley, por el cual se transforma la Financiera Eléctrica Nacional (FEN) en una entidad

S.A

que cubra el financiamiento no sólo del Sector Eléctrico, sino del Sector Energético en su conjunto.

En el subsector eléctrico se ha venido cumpliendo el Plan de Ajuste Sectorial, orientado a recuperar el equilibrio financiero de las empresas y a armonizar el desarrollo de su infraestructura. Para darle una estructura institucional más adecuada a la establecida por el Decreto 1037 de 1988 a esta política de reordenamiento económico y financiero del sector eléctrico, se dictó el Decreto 1397 de junio 21 del presente año, mediante el cual se fijan funciones y tareas específicas al Consejo Superior de este sector, con el soporte técnico necesario para el debido cumplimiento de sus objetivos.

Como complemento financiero al mismo Plan de Ajuste Sectorial y de los proyectos de extensión del servicio eléctrico, se definió y se puso en marcha una estrategia de financiamiento externo y canalización de crédito interno a través de la FEN para las inversiones de este subsector.

Así mismo se encuentra a consideración del Consejo Nacional de Política Económica y Social CONPES un nuevo plan de expansión en generación, el cual incluye las centrales que entrarán en operación entre 1995-2000 y se han venido adelantando las obras de transmisión, subtransmisión y distribución, tendientes a extender el servicio a regiones rurales y grupos de población de bajos ingresos, como soporte a programas sociales del Gobierno.

El incremento en los índices de exploración y desarrollo de campos petrolíferos permite contar hoy en día con una perspectiva optimista respecto al mejoramiento de los niveles de producción y exportaciones de petróleo hasta finales del siglo. Esta posibilidad está complementada por los proyectos que se

Titulado de

El Ministerio de Minas y Energía...

El Ministerio de Minas y Energía...

El Ministerio de Minas y Energía...

El Ministerio de Minas y Energía...

El Ministerio de Minas y Energía...

12/12/88

A-2

El desarrollo del sector eléctrico, así como el fortalecimiento de la infraestructura de producción, transporte, refinación y distribución de petróleo y derivados.

El manejo de la política de los precios de los productos combustibles ha permitido racionalizar el consumo de los mismos y mejorar la situación financiera de ECOPETROL y del Fondo Vial Nacional. Además de generar recursos para el financiamiento de nuevas inversiones en el sector, las exportaciones de petróleo y combustóleo han hecho posible que esta empresa lleve a cabo la refinanciación de otras entidades sectoriales y las transferencias para apoyar los planes regionales y sociales del Gobierno (PNR).

La extensión del suministro de gas natural y gas licuado ha permitido mejorar el uso de la energía por parte del sector residencial y del transporte, intensificando el aprovechamiento adecuado de un recurso abundante y disminuyendo la necesidad de nuevos y costosos desarrollos de suministro eléctrico e importaciones de combustibles, en el mediano plazo. Gran número de ciudades y localidades del país cuentan con suministro de gas natural por tubería; en otras se adelantan los estudios y las obras necesarias para llevar este servicio en un futuro próximo a otras regiones del país.

Con el aumento de las exportaciones de carbón, el país ha venido consiguiendo una posición favorable en su situación competitiva y en su participación en el mercado internacional de este recurso, con el consiguiente efecto cambiario positivo. De este modo se derivan para el país beneficios importantes por el apoyo a los programas y proyectos de carbón para el mercado interno se ha reflejado en incrementos de producción y consumo, aliviando los problemas económicos en las regiones carboníferas y contribuyendo a la sustitución de productos derivados del petróleo potencialmente exportables.

El incremento en los índices de explotación y desarrollo de campos petrolíferos permite contar hoy en día con una perspectiva optimista respecto al mejoramiento de los niveles de producción y exportaciones de petróleo hasta finales del siglo. Esta posibilidad es complementada por los proyectos que se

adelantan para la ampliación de la infraestructura de producción, transporte, refinación y distribución de petróleo y derivados.

El manejo de la política de los precios de los productos combustibles ha permitido racionalizar el consumo de los mismos y mejorar la situación financiera de ECOPETROL y del Fondo Vial Nacional. Además de generar recursos para el financiamiento de nuevas inversiones en el sector, las exportaciones de petróleo y combustóleo han hecho posible que esta empresa lleve a cabo la refinanciación de otras entidades sectoriales y las transferencias para apoyar los planes regionales y sociales del Gobierno (PNR).

La extensión del suministro de gas natural y gas licuado ^{? del Petrolero} ha permitido mejorar el uso de la energía por parte del sector residencial y del transporte, intensificando el aprovechamiento adecuado de un recurso abundante y disminuyendo la necesidad de nuevos y costosos desarrollos de suministro eléctrico e importaciones de combustibles, en el mediano plazo. Gran número de ciudades y localidades del país cuentan con suministro de gas natural por tubería; en otras se adelantan los estudios y las obras necesarias para llevar este servicio en un futuro próximo a otras regiones del país.

Con el aumento de las exportaciones de carbón, el país ha venido consiguiendo una posición favorable en su situación competitiva y en su participación en el mercado internacional de este recurso, con el consiguiente efecto cambiario positivo. De

El apoyo a los programas y proyectos de carbón para el mercado interno se ha reflejado en incrementos de producción y consumo, aliviando los problemas económicos en las regiones carboníferas y contribuyendo a la sustitución de productos derivados del petróleo potencialmente exportables.

Se ha progresado en lo referente al conocimiento de la geología y potencial minero, especialmente en el proyecto aurífero del Guainía, como también en el estudio, vigilancia y control de problemas relacionados con la eventual erupción de volcanes.

Se expidió un nuevo Código Minero y se mejoró el conocimiento y control de la minería, mediante la ejecución del Censo Nacional Minero y el montaje del Registro Minero, labores complementadas con un programa integrado de asistencia técnica a la pequeña y mediana minería del país. En este Código se previeron las medidas legales requeridas para adecuar la estructura básica de la administración del sector y para fortalecer los mecanismos financieros de la minería.

Como resultado de esta política se han logrado incrementos importantes en la producción y exportaciones mineras, particularmente en lo relacionado con metales preciosos, níquel y esmeraldas.

El Banco de Información Geológica y otros sistemas complementarios que se están desarrollando, permiten contar con un conocimiento más completo para la elaboración y seguimiento de planes sectoriales en minería.

1.1 SUSTITUCIÓN A GAS NATURAL

En esta Memoria al Congreso se expone, en capítulo especial, lo concerniente a las relaciones y convenios del país en materias minero-energéticas con otras naciones y organismos de carácter internacional, particularmente en el área Latinoamericana. De ellos se derivan para el país beneficios importantes por el intercambio mutuo de información y de medios de cooperación que coadyuvan al desarrollo de nuestro sector, ampliando el conocimiento del ámbito internacional dentro del cual se desenvuelve la economía de estos recursos.

CAPITULO I

SECTOR ENERGETICO

El aprovechamiento adecuado de los recursos energéticos de que dispone el país, se ha orientado a un tratamiento integral del sector, basado principalmente en la ejecución de actividades concretas en los aspectos de planeamiento y consolidación de los sistemas de financiamiento e información.

1. PLANEAMIENTO ENERGETICO INTEGRADO

1.1 SUSTITUCION AL SECTOR ELECTRICO

Entre 1980 y 1982, por contratación del Gobierno Nacional, se realizó el Estudio Nacional de Energía (ENE), en el cual participaron coordinadamente entidades nacionales e internacionales. Este estudio se ha venido actualizando con la ejecución de otros trabajos, como el de las Bases para un Plan Energético Nacional y otras acciones de Planeamiento Integrado, los cuales han servido para evaluar y desarrollar las diversas alternativas de abastecimiento energético.

Con miras a mantener esta orientación se ha previsto el establecimiento de la Comisión Nacional de Energía, cuyo proyecto de ley se encuentra en consideración del Congreso Nacional de la República. En la actualidad viene operando una comisión Ad-Hoc en donde se analizan estudios que presenta el Grupo de Planeamiento Energético Integrado, con la participación de funcionarios del Ministerio de Minas y Energía, de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), Carbones de Colombia S.A. (CARBOCOL), Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), y el Departamento Nacional de Planeación (DNP). Los principales avances que en este sentido se han logrado son los siguientes:

1.1 SUSTITUCION A GAS NATURAL

En agosto de 1986 se inició el Programa Gas para el Cambio, con cubrimiento nacional y con la coherencia de un plan integrado dentro la política macroenergética. Este Programa se basa en las ventajas que posee el energético en cuanto a diversidad de usos, por lo que se constituye en una alternativa económica para el país y los consumidores. El avance de esta iniciativa se describe ampliamente en el Capítulo III de este informe.

1.2 TARIFAS EN GAS NATURAL

Teniendo en cuenta que este tópico puede tener alguna incidencia importante en la generación de ingresos para las empresas de energía eléctrica, y en general para la política de precios relativos, el Ministerio de Minas y Energía ha venido

liderando la adopción de unas bases comunes para la determinación de las tarifas del Gas Natural.

1.4 PROYECTO DE COOPERACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO ENTRE LA COMISIÓN EUROPEA (UE) Y COLOMBIA

En tal sentido, en mayo de 1989, bajo la supervisión del Grupo de Planeamiento Energético Integrado, un grupo técnico específico conformado por consultoría privada y representantes de las entidades del sector, presentó un informe final sobre tarifas del Gas Natural. Aquí se propone una metodología y un esquema para la evaluación y fijación de tarifas del servicio, compatible con los demás energéticos. También, en forma demostrativa, se evalúa el impacto financiero que la penetración del gas tiene en los mercados de algunas empresas eléctricas.

1.3 SUBSIDIOS AL SECTOR ELECTRICO

El subsector de hidrocarburos ha venido subsidiando a las empresas del Sector Eléctrico para disminuir el impacto que los combustibles tienen en el costo del suministro termoeléctrico para poblaciones y áreas con baja capacidad de pago, como por ejemplo los Territorios Nacionales y otras zonas aisladas del país.

7 lo de los costos, después en que

Sin perder de vista este último aspecto, y ante la necesidad de cubrir parcialmente los altos costos de suministro en que incurre Ecopetrol por el abastecimiento de los energéticos que sirven de insumo a la electricidad, se definieron y aplican correctivos orientados a obtener paulatinamente el equilibrio entre el precio que se paga para cada combustible y los costos reales de abastecimiento de los mismos. En esta dirección el Ministerio de Minas y Energía, basándose en el Estudio de Situación de Precios, Costos y Subsidios para la Generación Eléctrica en la Costa Atlántica, ha tomado medidas correctivas para desmontar los subsidios mediante la Resolución 2187 del 21 de julio de 1988. Con esta providencia se busca que las electrificadoras consuman más racionalmente los energéticos, sin desconocer la necesidad que ellas tienen de recibir un apoyo del resto del Sector Energético.

En términos prácticos la medida se traduce en que los consumos de Gas Natural, Carbón y Electrocombustibles, que están dentro de un volumen menor a 160.000 MBTU, siguen recibiendo un subsidio que actualmente se disminuye en la siguiente forma:

- El precio del Gas Natural se incrementa mensualmente en \$2.17 por millón de BTU.
- El precio del electrocombustible se reajusta trimestralmente en \$3.41 por galón.
- El precio del Fuel-Oil se reajusta trimestralmente en \$2.17.

SECTOR ENERGÉTICO

El aprovechamiento adecuado de los recursos energéticos de que dispone el país, se orientado a un tratamiento integral del sector, basado principalmente en la ejecución de actividades conjuntas en las áreas de planeamiento y implementación de los sistemas de financiación e información.

PLANEAMIENTO ENERGÉTICO INTEGRADO

En 1980 y 1984, por contrato del Gobierno Nacional, se realizó el estudio nacional de Energía (ENE), en el cual participaron conjuntamente las entidades nacionales e internacionales. Este estudio se ha venido actualizando con la ejecución de otros trabajos, como el de las bases para un Plan Energético Nacional y otras acciones de Planeamiento Integrado. Los datos han servido para evaluar y determinar las alternativas de abastecimiento energético.

Con miras a mantener esta relación se ha previsto el establecimiento de la Comisión Nacional de Energía, cuyo proyecto de ley se encuentra en consideración del Congreso Nacional de la República. En la actualidad viene operando una comisión Ad-Hoc en donde se analizan estudios que presenta el grupo de Planeamiento Energético Integrado, con la participación de funcionarios del Ministerio de Minas y Energía, de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), Carbón de Colombia S.A. (CARBOCOL), Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), y el Departamento Nacional de Planeación (DNP). Los principales avances que en este sentido se han logrado son los siguientes:

1.1 SUSTITUCIÓN A GAS NATURAL

En agosto de 1988 se inició el programa gas para el campo, con cumplimiento nacional y con la coherencia de un plan integrado dentro la política macroeconómica. Este programa se basa en las ventajas que posee el energético en cuanto a diversidad de usos, por lo que se constituye en una alternativa económica para el país y los consumidores. El avance de esta iniciativa se describe ampliamente en el Capítulo III de este informe.

1.2 TARIFAS EN GAS NATURAL

Teniendo en cuenta que este factor puede tener incidencia importante en la generación de ingresos para las empresas de energía eléctrica, y en general para la política de precios relativos, el Ministerio de Minas y Energía ha venido

energía

Handwritten notes and scribbles at the bottom of the page.

1.4. PROYECTO DE COOPERACION EN EL SECTOR ENERGETICO ENTRE LA COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA (CEE) Y COLOMBIA

Como se verá a lo largo de este informe, las actividades de Planeamiento Energético cubren las áreas de oferta y demanda. Con destino a fortalecer las posibilidades de manejo de, esta última, vinculando la experiencia de otros países, el Ministerio de Minas y Energía en representación del Sector Energético, suscribió en diciembre de 1988 con la Comunidad Económica Europea, un Convenio de cooperación en el Sector Energético que tiene tres componentes básicos:

- Evaluación del Programa Gas para el Cambio, diseño dinámico de redes, normalización, fabricación y difusión de equipamientos para la distribución y utilización del Gas Natural.
- Gestión de las cargas eléctricas y racionalización de la demanda de la electricidad en los sectores residencial, comercial e industrial en las ciudades medianas, tomando la zona metropolitana de Bucaramanga como región piloto.
- Apoyo técnico para acciones de uso racional en el sector industrial y para el suministro energético en zonas aisladas.

Este proyecto se llevará a cabo en un período inferior a tres años y tendrá un costo superior a los \$1.500 millones, los cuales serán financiados por la Comunidad Económica Europea y las entidades participantes del sector, donde sobresalen ECOPEL y el ICEL, quienes conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía, son los ejecutores de los subproyectos mencionados.

2. FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL (FEN)

En vista de los éxitos logrados por la FEN, y la política de planeamiento y manejo integrado de los recursos energéticos en que está empeñada esta administración, el Gobierno decidió llevar al Congreso el Proyecto de Ley sobre reforma de esta entidad, para convertirla en la financiera del sector energético nacional y para que asuma en forma ordenada el papel que actualmente realiza el Fondo de Monedas Extranjeras (FODEX), para el sector eléctrico.

El proyecto contempla los siguientes puntos y aspectos principales:

- Cambio de nombre y extensión del radio de acción para convertirla en la entidad financiera del sector energético, permitiéndole que, además de las empresas del sector eléctrico, sean accionistas entidades del sector energético, tales como las dedicadas a la exploración del carbón, minerales radioactivos e hidrocarburos.

El proyecto contempla los siguientes puntos y aspectos principales:

El proyecto contempla los siguientes puntos y aspectos principales:

El proyecto contempla los siguientes puntos y aspectos principales:

El proyecto contempla los siguientes puntos y aspectos principales:

El proyecto contempla los siguientes puntos y aspectos principales:

2. FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL (FEN)

En vista de los éxitos logrados por la FEN, y la política de planeamiento y manejo integrado de los recursos energéticos en que esta empresa está administrando, el Gobierno decidió llevar al Congreso el Proyecto de Ley sobre reforma de esta entidad, para convertirla en la financiera del sector energético nacional y para que asuma en forma ordenada el papel que actualmente realiza el Fondo de Monedas Extranjeras (FODEX) para el sector eléctrico.

El proyecto contempla los siguientes puntos y aspectos principales:

El proyecto contempla los siguientes puntos y aspectos principales:

Permitirle prestar, ya no sólo servicios como intermediario financiero sino también como asesor y consultor financiero en materia de reestructuración de las empresas, en la obtención de los recursos en el mercado doméstico y en el exterior, apoyo en la emisión de papeles, y manejo de acuerdos con acreedores, entre otros.

Permitir el otorgamiento de créditos directos, con suficientes garantías o por intermedio de establecimientos de crédito, según lo establezca el reglamento. Igualmente se elimina el requisito de ser accionista de la financiera para acceder a los recursos del crédito.

Se modifica la composición de la Junta Directiva, quedando integrada por el Ministro o el Viceministro de Minas y Energía, quien la presidirá, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, o el Director General de Crédito Público y el Jefe de Subjefe del Departamento Nacional de Planeación y, adicionalmente, por el Presidente de ECOPEPETROL, el de CARBOCOL, el Gerente de ISA y un delegado del Presidente de la República.

Se prevé el aporte de la Nación al capital social de los créditos otorgados con recursos provenientes del BID, así como de los otorgados a través del FODEX hasta 1987.

Se trasladan a la FEN pasivos a favor de TELECOM incorporados en los Títulos de Regulación del Excedente Nacional y, como contraprestación, se ceden los créditos realizados con esos recursos.

Se establecen medidas complementarias, como autorizaciones a la Nación, precisiones sobre la intervención de la Junta Monetaria, etc.

El patrimonio de la FEN, que actualmente asciende a 93 millones de dólares, se incrementaría a 524.5 millones de dólares, correspondientes a aportes de capital de la Nación con recursos de crédito del Banco Mundial 28-89 OC-CO por 300 millones de dólares y, los créditos otorgados a entidades del sector energético a través del FODEX, "Cuenta Gobierno Nacional", hasta 1987 por 224.5 millones de dólares.

El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión 3a. y en la Plenaria del Senado de la República, en la legislatura que culminó en diciembre de 1988, y se constituye en una necesidad vital del sector energético en conjunto.

3. SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS (SIE)

Al igual que en los años recientes, el Ministerio de Minas y Energía pudo en el último período avanzar en la institucionalización del Sistema de Información Energética (SIE), herramienta fundamental de planeamiento y control, que ha contado con el apoyo de la GTZ de Alemania Federal.

El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República. El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República.

El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República. El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República.

El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República. El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República.

El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República. El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República.

El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República. El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República.

El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República. El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República.

El patrimonio de la FEN, que actualmente asciende a 93 millones de dólares, se incrementará a 224,8 millones de dólares, correspondientes a aportes de capital de la Nación con recursos de crédito del Banco Mundial 28-89 OC-CO por 300 millones de dólares y los créditos otorgados a entidades del sector energético a través del FODEX, "Cuenta Gobierno Nacional" hasta 1987 por 224,8 millones de dólares.

El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República. El proyecto de ley fue aprobado en la Comisión de Energía y en la Comisión de Asesoría y Asesoramiento de la Presidencia de la República.

SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGÉTICAS (SIE)

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la Oficina de Planeación, ha celebrado varios convenios con entidades nacionales e internacionales para ampliar y actualizar en forma permanente la información definida para el SIE. Estos convenios son:

Puesto que gran parte de la información relacionada con los usos de la energía requiere de la realización de encuestas periódicas, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Oficina de Planeación, ha celebrado varios convenios con entidades nacionales e internacionales para ampliar y actualizar en forma permanente la información definida para el SIE. Estos convenios son:

- Convenio Ministerio de Minas y Energía - COLCIENCIAS, sobre "Apoyo al Desarrollo del Sistema de Informaciones Energéticas". Para este convenio Colciencias aportará \$49.5 millones y el Ministerio \$111 millones. Tendrá una duración de dos años, a partir de junio de 1989.
- Convenio Ministerio de Minas y Energía - Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC), sobre "Análisis y Planificación Energética". El aporte de la JUNAC fue de US\$24.712 entre agosto de 1988 y agosto de 1989.

Con el objeto de lograr la coordinación permanente entre las entidades del sector energético para el avance del SIE, mediante la Resolución Ministerial No. 3293 del 11 de octubre de 1988 se estableció el Comité Interinstitucional del Sistema de Informaciones Energéticas (CISIE). Este Comité fue instalado el 30 de marzo de 1989, con ocasión del Primer Seminario del Sistema de Informaciones Energéticas, al cual asistieron representantes de entidades públicas y privadas, nacionales e internacionales, relacionadas con el sector de energía; allí se hizo una amplia exposición sobre la metodología y contenido del SIE.

Para finalizar esta presentación global del Sector Energético es importante subrayar el interés y el apoyo de todas las entidades del sector para contribuir de la mejor manera, al uso económico de los recursos naturales no renovables, en beneficio de la economía nacional y sus miembros. Este ambiente, sin lugar a dudas, reportará al país ventajas para el desenvolvimiento económico nacional y para ganar un mejor espacio en la economía mundial, donde día a día se consolida la economía de mercado.

Objetivos Fundamentales

El objetivo fundamental del Sistema de Informaciones Energéticas (SIE) es proporcionar información actualizada y confiable sobre el consumo y producción de energía en el país.

El objetivo fundamental del Sistema de Informaciones Energéticas (SIE) es proporcionar información actualizada y confiable sobre el consumo y producción de energía en el país.

El objetivo fundamental del Sistema de Informaciones Energéticas (SIE) es proporcionar información actualizada y confiable sobre el consumo y producción de energía en el país.

CAPITULO II

REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA

Al comienzo del Gobierno del Presidente Barco, se llevó a cabo una revisión y diagnóstico sobre las tendencias en el sector de energía eléctrica, los problemas financieros y las posibles alternativas, dentro de un enfoque integrado con el resto del sector energético. Se detectó entonces que las tendencias previstas en los planes para el período 1978-85 no se concretaron, debido a la recesión económica a principios de los años 80, así como al uso más racional detectado en algunas empresas industriales. Se presentó, como consecuencia, un desajuste temporal entre la generación y la distribución, el cual ~~de acuerdo con la evaluación, permitiría atender los requerimientos de energía hasta 1994, con las centrales en operación y en construcción, sin iniciar nuevos proyectos hasta el año 1990.~~ *ampliarse esta última y para pagar proyectos de distribución hasta el año 1990.*

El principal problema que se identificó fue el de una crisis financiera del sector eléctrico, que limitaba la capacidad de las empresas para generar los recursos suficientes a fin de atender los compromisos de servicio de la deuda y proveer aportes para nuevos proyectos.

Este problema cuenta con el soporte para financiar los proyectos de expansión y la rehabilitación y renovación de redes de energía eléctrica en un valor global de US\$200 millones, utilizando el mecanismo de créditos de inversión.

2.1. PLAN DE AJUSTE SECTORIAL

Con el fin de recuperar la viabilidad financiera de las empresas eléctricas se diseñó y se puso en marcha un Plan de Ajuste Sectorial, incluyendo la reestructuración tarifaria de acuerdo con criterios técnicos y de equidad regional y social; revisando el programa de inversiones y su financiamiento con crédito interno y externo; enfrentando el problema de pérdidas negras y adelantando el estudio de un nuevo plan de expansión de generación y transmisión.

2.1.1 Objetivos Fundamentales

-Evaluación del comportamiento económico y financiero de las empresas del sector eléctrico.

- Reducción de las pérdidas de energía de niveles promedios de 24.4% en el Sistema Nacional actual, a niveles máximos de 19.2% en 1992.

- Reducción de la cartera morosa, induciendo especialmente a otras empresas públicas a ponerse al día en sus cuentas de energía eléctrica.

la actividad de

Esto es lo entendido

permite

Reajuste y control administrativo en cada empresa que, en conjunto con un mejor manejo del capital de trabajo y la reducción de pérdidas técnicas y negras, les permita controlar y reducir gastos e incrementar ingresos para lograr un saneamiento financiero en corto tiempo.

Fortalecimiento de las empresas electrificadoras más débiles, en concordancia con una sana política de descentralización, mediante la capitalización a partir de recursos provenientes de la Ley 23 de 1986 (estampilla pro electrificación rural), aportes de departamentos que reciben regalías petrolíferas y de la Federación Nacional de Cafeteros, así como también de revaluación de activos y capitalización de los planes ya terminados de electrificación rural.

Dentro del Plan de Ajuste Sectorial se adelanta un Plan de Emergencia, tendiente a mejorar la situación financiera por la captación de recursos que permitan el desarrollo de planes de inversión necesarios para un comportamiento equilibrado del sector eléctrico colombiano. Para esto, se planteó una estructura institucional más sólida que la establecida por el Decreto 1037 de 1988, expidiendo el Decreto 1397 de 1989, mediante el cual se fijan funciones y tareas específicas al Consejo Superior de este sector, con el soporte técnico necesario el cual permitirá atender adecuadamente los aspectos de seguimiento y evaluación detallada del mismo, y en particular de los Planes de Ajuste y de Emergencia.

Este último cuenta con el soporte para financiar los proyectos encaminados a la rehabilitación y renovación de redes de distribución y a la reducción de pérdidas negras; dispone de fondos por un valor global de US\$200 millones, utilizando US\$80 millones provenientes del préstamo FEN-BID, US\$90 millones de FEN, y US\$30 millones de los fondos de las empresas.

2.1.2 Inversiones y Financiamiento

El sector eléctrico se caracterizó tradicionalmente por el notable desarrollo de la infraestructura para generación y distribución de electricidad, con proyectos que conllevaron una inversión de cuantiosos recursos, comprometiendo en ello una buena parte de la capacidad de endeudamiento externo y un alto porcentaje de la inversión pública.

En los años 80 se han presentado fenómenos de gran trascendencia para el sector eléctrico que lo colocaron en una situación de crisis financiera. Por una parte la recesión ocurrida a principios de la década ~~conllevo~~ ^{provoco} un notable desaceleramiento en el ritmo del crecimiento de la demanda de energía, que se redujo a tasas de 6% anual promedio, lo cual, si bien es cierto que permitió diferir algunas inversiones, también implicó un significativo recorte en las previsiones de flujos financieros, a tiempo que se incrementaba el servicio de la deuda

mejor

de las empresas del sector eléctrico, como resultado de la revaluación del yen y el marco, y en general de monedas europeas, *anuncio de la revaluación del yen frente al dólar.*

A lo anterior se adicionaron otros factores adversos, como los sobrecostos en la ejecución de los proyectos debido a los atrasos en las obras, la elevada cartera morosa y el incremento de pérdidas de energía. Dentro de la estrategia integral que se diseñó para cambiar esta situación adversa, el Gobierno reprogramó las inversiones requeridas y su respectivo financiamiento.

Las inversiones para el período 1987-1990 se programaron en un total de 2.244 millones de dólares. De este monto, 838 millones correspondieron a las obras en curso y el restante a inversiones reprogramadas en transmisión, subtransmisión, distribución y electrificación rural, dando aplicación así al énfasis de equilibrio entre la capacidad de generación y la de distribución.

a) Crédito Externo

Se definió una estrategia de financiamiento externo por US\$1.330 millones para el período 1987-1990, con recursos provenientes de la banca multilateral, instituciones financieras privadas y organismos gubernamentales de crédito para las exportaciones.

En 1988 se celebró el contrato de préstamo integrado entre la República de Colombia, CARBOCOL y FEN, con un grupo de bancos internacionales, por US\$ 1.000 millones (Crédito "Concorde"), de los que US\$200 millones corresponden al Programa de Ajuste del Sector Eléctrico 1987-1990. Dentro de este mismo programa se adelantó la negociación de un crédito por US\$300 millones con el EXIMBANK del Japón.

De otra parte, dentro de los nuevos recursos externos que el Gobierno Nacional contrató (Crédito "Challenger") se destinan para el sector eléctrico US\$400 millones, canalizados a través de la FEN.

b) Crédito Interno

La canalización de recursos internos para el financiamiento del subsector eléctrico ha estado a cargo de la FEN. Los recursos aportados por la Financiera y otros intermediarios ascendieron en 1988 a US\$36.630 millones, la mitad de los cuales fueron aplicados al financiamiento parcial de proyectos, en concordancia con los objetivos de fortalecimiento y mejora de los sistemas de transmisión y distribución.

Una atención especial es la otorgada a la refinanciación de la cartera crediticia, tanto en moneda nacional como extranjera, con el propósito de aliviar los problemas de iliquidez de las empresas del sector eléctrico. Mediante la expedición de la Resolución No. 004 de 1988, de la

Handwritten notes in the top right corner.

Handwritten notes in the bottom right corner.

El sector eléctrico se caracterizó tradicionalmente por el notable desarrollo de la infraestructura para generación y distribución de electricidad, con proyectos que requieren inversión de cuantiosos recursos, comprometiendo en alto grado parte de la capacidad de endeudamiento externo y un alto porcentaje de la inversión pública.

En los años 80 se han presentado fenómenos de gran trascendencia para el sector eléctrico que lo colocaron en una situación de crisis financiera. Por una parte la recesión ocurrida a principios de la década ~~coincidió~~ coincidió con un notable desaceleramiento en el ritmo del crecimiento de la demanda de energía, que a su vez se acompañó de tasas de interés anuales que permitieron diferir algunas inversiones, también implicó un significativo recorte en las provisiones de flujos financieros, a tiempo que se incrementaba el servicio de la deuda.

El último punto con el soporte para financiar los proyectos encaminados a la rehabilitación y renovación de redes de distribución y a la reducción de pérdidas negras, utilizando fondos por un valor global de US\$200 millones, utilizando US\$80 millones provenientes del préstamo FEN-ATO, US\$80 millones de FEN, y US\$40 millones de los fondos de las empresas.

3.1.2 Inversiones y financiamiento

El sector eléctrico se caracterizó tradicionalmente por el notable desarrollo de la infraestructura para generación y distribución de electricidad, con proyectos que requieren inversión de cuantiosos recursos, comprometiendo en alto grado parte de la capacidad de endeudamiento externo y un alto porcentaje de la inversión pública.

En los años 80 se han presentado fenómenos de gran trascendencia para el sector eléctrico que lo colocaron en una situación de crisis financiera. Por una parte la recesión ocurrida a principios de la década coincidió con un notable desaceleramiento en el ritmo del crecimiento de la demanda de energía, que a su vez se acompañó de tasas de interés anuales que permitieron diferir algunas inversiones, también implicó un significativo recorte en las provisiones de flujos financieros, a tiempo que se incrementaba el servicio de la deuda.

Junta Directiva de FEN, se modificaron las condiciones de tasas de interés y de redescuento bajo las cuales se otorgan los créditos con recursos en moneda nacional. Con ello se ha buscado acercar las tasas de colocación a las de captación del ahorro interno.

A través de la FEN, el Gobierno Nacional creó una línea especial de crédito con el fin de financiar proyectos en áreas rurales o afectadas por la violencia y definidas como tales por el Plan Nacional de Rehabilitación (PNR) en 1988. Para tal efecto se asignaron recursos por \$6.322 millones, en condiciones favorables de plazos e intereses.

2.1.3 Control de Pérdidas Eléctricas

Los crecientes costos de generación, transporte, distribución y cobro de la energía eléctrica hacen indispensable que se busque un aprovechamiento racional y eficiente de la misma. En el suministro de energía eléctrica se incurre en dos tipos de pérdidas: aquellas que surgen por factores de orden técnico en la generación, transmisión y distribución, y las denominadas pérdidas negras, correspondientes a consumos no facturados. Mientras que para las primeras se pueden adelantar obras de renovación y extensión de redes, tendientes a disminuirlas en lo posible, el control o la eliminación de las segundas, es un factor administrativo fundamental para coadyuvar a solucionar los problemas financieros del sector.

Una economía como la Colombiana no puede absorber estos altos niveles de pérdidas, cuando cada día se cuenta con más sistemas y tecnologías que permiten controlarlas, mejorar la eficiencia y por lo tanto disminuir los costos del abastecimiento eléctrico.

Con el objeto de allegar la mejor información posible para la disminución de pérdidas técnicas y negras en las empresas del sector eléctrico, el Ministerio de Minas y Energía promovió la celebración del "Primer Seminario Latinoamericano de Pérdidas de Energía Eléctrica", el cual se llevó a cabo del 10 al 13 de octubre de 1988 en Bogotá, contando con el auspicio de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Universidad Nacional de Colombia (UN), la Financiera Eléctrica Nacional (FEN) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Igualmente, el Ministerio conjuntamente con las entidades del sector trabajan en el Plan de Emergencia ya mencionado, creando unidades para reducción de pérdidas negras, dependientes directamente de la gerencia de cada empresa. Este Plan está coordinado por el Ministerio, a través del Viceministro y en él están comprometidas todas las empresas eléctricas.

Como un desarrollo del mismo Plan de Emergencia para lograr la reducción de pérdidas de energía, hay que mencionar la expedición del Decreto 1303 del 19 de junio de 1989, por el cual se establece el Régimen de Suspensiones del Servicio Eléctrico y las

13

El objetivo principal de la política energética es el desarrollo de un sistema energético que permita satisfacer las necesidades de energía de la población y del sector productivo, en condiciones de eficiencia y sostenibilidad. Para ello se requiere la participación activa de todos los actores involucrados en el sector, así como la implementación de medidas que permitan mejorar la gestión y el uso de los recursos energéticos.

En el marco de la política energética, se han desarrollado diversas estrategias y programas que buscan mejorar la eficiencia y la sostenibilidad del sistema energético. Entre ellos se encuentran el Plan Nacional de Rehabilitación (PNR) y el Plan de Emergencia, que buscan reducir las pérdidas de energía y mejorar la gestión del sector.

a) Crédito Externo

El crédito externo es un instrumento financiero que permite acceder a recursos en moneda extranjera para financiar proyectos de inversión en el sector energético. Este tipo de crédito se otorga a través de instituciones financieras internacionales y se utiliza para financiar obras de infraestructura y programas de desarrollo.

En 1988 se celebró el contrato de préstamo informado entre la República de Colombia, CARBOCOL y FEN, con un grupo de bancos internacionales, por US\$ 1.000 millones (Crédito "Condor"). Este préstamo se destinó a financiar el programa de ajuste del sector eléctrico 1987-1990. Dentro de este mismo programa se adelantó la negociación de un crédito por US\$300 millones con el EXIMBANK del Japón.

Otra parte, dentro de los nuevos recursos externos que el Gobierno Nacional contrato ("Challenger") se destinan para el sector eléctrico US\$400 millones, canalizados a través de la FEN.

b) Crédito Interno

La canalización de recursos internos para el financiamiento del subsector eléctrico ha estado a cargo de la FEN. Los recursos aportados por la financiera y otros intermediarios se destinaron en 1988 a \$38.830 millones, la mitad de los cuales fueron aplicados al financiamiento parcial de proyectos, en concordancia con los objetivos de fortalecimiento y mejora de los sistemas de transmisión y distribución.

La atención especial se la otorga a la refinanciación de la cartera crediticia, tanto en moneda nacional como extranjera, con el propósito de aliviar los problemas de liquidez de las empresas del sector eléctrico.

Mediante la expedición de la resolución No. 004 de 1988, de la

Las pérdidas en el sistema eléctrico colombiano son el resultado de las condiciones de funcionamiento de las plantas generadoras, de las pérdidas en las líneas de transmisión y de las pérdidas en las subestaciones de transformación. Estas pérdidas se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas son aquellas que se producen por el efecto Joule en las líneas de transmisión y en las subestaciones de transformación, y por las pérdidas en los transformadores. Las pérdidas no técnicas son aquellas que se producen por el robo de energía, por el uso no autorizado o fraudulento del servicio, y por las pérdidas en los medidores.

El control de las pérdidas eléctricas es una tarea compleja que requiere la participación de todas las entidades del sector eléctrico. El Ministerio de Minas y Energía es el responsable de la formulación de la política eléctrica y del control de las pérdidas eléctricas. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) son organismos que brindan asistencia técnica y financiera para el control de las pérdidas eléctricas.

2.1.3 Control de Pérdidas Eléctricas

Los principales factores de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que influyen en las pérdidas eléctricas son: el tipo de planta generadora, el tipo de línea de transmisión, el tipo de subestación de transformación, el tipo de medidor, el tipo de usuario, el tipo de servicio, el tipo de clima, el tipo de terreno, el tipo de vegetación, el tipo de contaminación, el tipo de robo de energía, el tipo de uso no autorizado o fraudulento del servicio, y el tipo de pérdidas en los medidores.

Una economía como la colombiana no puede soportar estos altos niveles de pérdidas cuando cada día se cuenta con más sistemas y tecnologías que permiten controlarlas, mejorar la eficiencia y por lo tanto disminuir los costos del abastecimiento eléctrico.

Con el objeto de allegar la mejor información posible para la disminución de pérdidas técnicas y negras en las empresas del sector eléctrico, el Ministerio de Minas y Energía promovió la celebración del "Primer Seminario Latinoamericano de Pérdidas de Energía Eléctrica", el cual se llevó a cabo del 10 al 12 de octubre de 1988 en Bogotá, contando con el auspicio de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Universidad Nacional de Colombia (UN), la Financiera Eléctrica Nacional (FEN) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Igualmente, el Ministerio conjuntamente con las entidades del sector trabajan en el Plan de Emergencia ya mencionado, creando unidades para reducción de pérdidas negras, dependientes directamente de la gerencia de cada empresa. Este Plan está coordinado por el Ministerio, a través del Viceministro y en él están comprometidas todas las empresas eléctricas.

Como un desarrollo del mismo Plan de Emergencia para lograr la reducción de pérdidas de energía, hay que mencionar la expedición del Decreto 1303 del 19 de junio de 1988, por el cual se establece el Régimen de Suspensión del Servicio Eléctrico y las

sanciones pecuniarias por el uso no autorizado o fraudulento del mismo. Esta decisión viene a reemplazar algunos artículos relacionados con sanciones, y a complementar otros de la norma de 1979, originaria del Ministerio de Minas y Energía, que reglamenta la prestación del servicio de energía eléctrica en el país.

El Decreto consta de 28 artículos, divididos en cuatro capítulos. El primero contiene el alcance y una serie de definiciones de conceptos utilizados en el Decreto; el segundo contiene disposiciones generales sobre la prestación y utilización del servicio; el tercero contiene las causales de corte y suspensión del servicio que las empresas de energía están obligadas a tipificar y, finalmente el cuarto denominado SANCIONES PECUNIARIAS, establece los hechos que determinan las sanciones y los montos. Además de las suspensiones y el corte del servicio, se determinan los valores a pagar a las entidades por el uso no autorizado o fraudulento.

2.1.4 Tarifas de Electricidad

Una pieza clave para el Plan de Ajuste Sectorial se relaciona con el logro de metas tarifarias específicas en cada empresa de energía eléctrica, sobre la base de criterios de eficiencia y racionalidad económica, y aunque sin perder de vista las consideraciones de equidad social, tal como se prevé en la Resolución No.086 de 1986 de la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

2.2 Programa de Electrificación Rural de la

En desarrollo de estos criterios, las resoluciones emanadas de la Junta Nacional de Tarifas han establecido los niveles de las tarifas eléctricas para los distintos sectores y estratos de consumo que atiende cada empresa, sobre la base del costo de prestación de servicio. Aunque la política de largo plazo busca la unificación nacional de la tarifa, a corto plazo se requiere la homogeneidad a nivel regional para facilitar la ejecución de las medidas encaminadas al logro de un mejor ordenamiento institucional del sector. Es de anotar que en los niveles tarifarios autorizados se contemplan tarifas subsidiadas para los usuarios de bajos ingresos, coherentes con las posibilidades de sustitución actual y futura de energía eléctrica por otras formas de energía más apropiadas y económicas en determinados usos, como es el caso del gas para la cocción y para el calentamiento de agua en los hogares.

2.2 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL

Es indudable que el Sector Eléctrico amplió la cobertura de usuarios rurales. Ella bordea actualmente el 35%, y se ha logrado mediante acciones complementarias de las entidades y programas del Estado, los cuales, en razón del avance progresivo

El desarrollo de este sector, las resoluciones emanadas de la Junta Nacional de Tarifas han establecido los niveles de las tarifas eléctricas para los distintos sectores y estratos de consumo que atiende cada empresa, sobre la base del costo de prestación de servicios, aunque la política de largo plazo busca la uniformidad a nivel regional para facilitar la ejecución de las medidas encaminadas al logro de un mejor ordenamiento institucional del sector. Es de notar que en los niveles tarifarios autorizados se contemplan tarifas subsidiadas para los usuarios de bajos ingresos, coherentes con las posibilidades de sustitución actual y futura de energía eléctrica por otras formas de energía más apropiadas y económicas en determinados casos, como es el caso del gas para la cocción y para el calentamiento de agua en los hogares.

2.1 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL

Es indudable que el sector eléctrico amplió la cobertura de usuarios rurales. Ella ha crecido actualmente al 32%, y se ha logrado mediante acciones complementarias de las entidades y programas del Estado, los cuales se basan en el avance progresivo

y del cubrimiento de poblaciones bastante nucleadas y menos dispersas, se hacen cada día más costosos.

2.2.1 Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER)

En 1987 se terminó la primera fase del Plan, que cubrió 149.483 instalaciones domiciliarias y 27.600 kms de líneas y redes de media y baja tensión, con una inversión total de \$12.700 millones.

En el año 1988 se continuaron adelantando obras de electrificación, aprovechando los stocks de materiales en bodega.

Se adelantó el estudio del segundo Plan Nacional de Electrificación, tanto en los aspectos socioeconómicos, como en el marco de referencia y aspectos técnicos, actualmente se busca la financiación de una segunda etapa del PNER en la zona rural de jurisdicción de ICEL y la cual podría iniciarse a mediados de 1990.

Este mismo Instituto adelantó el diseño y ejecución de un proyecto de electrificación rural para la zona Leticia-Los Lagos, carretera a Tarapacá, en la Comisaría del Amazonas, con una inversión total de \$100 millones, y en coordinación con las Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR), adelantó el levantamiento topográfico y el diseño electromecánico de la línea La Unión - Taminango en Nariño, con un costo total de \$92 millones.

2.2.2 Programa de Desarrollo Rural Integrado (DRI)

Programa de Electrificación Rural de la Costa Atlántica (PERCAS) con un valor de \$278,8 millones, en el norte de Santander, Caldas, Huila, Meta y Tolima.

A través de la Electrificadora del Atlántico, en 1988 CORELCA adelantó la construcción de una línea en el municipio de Juan Mina. En el Departamento del Cesar CORELCA puso en operación las subestaciones, líneas y redes de distribución que demandaron la inversión de \$600 millones y benefician a un total de 3.563 usuarios, en los municipios de Curumaní, Sabanagrande, Santa Isabel, San Sebastián, Rincón Hondo y San Roque. Igualmente, la Electrificadora del Cesar, con el apoyo financiero de la Asociación Cravo-Norte y TELECOM, adelantó la construcción de una línea de 58 kms y adecuó las redes de Chimichagua, Mandinguilla y Arjona, para beneficiar a un total de 2.850 usuarios, con una inversión de \$ 178 millones.

En el departamento de la Guajira se invirtieron \$66 millones en redes de distribución para los municipios de Santa Rosa, El Salado, El Higüel, El Siglo, Las Palmas, Los Mimbres, San Carlos y Ciénaga de Oro.

En el Departamento de la Guajira las obras del PERCAS incluyeron la construcción de redes en Albania, con costo de \$18 millones y la línea Termoguajira-Mingüeo, con costo de \$17 millones y beneficia directamente a 210 usuarios.

En el Departamento del Magdalena CORELCA invirtió \$22 millones en el montaje electromecánico de subestaciones en Loma del Bálamo y Algonabo.

A continuación se resumen las inversiones y beneficiarios del PERCAS en 1988.

CUADRO 1.1
PROGRAMA PERCAS-ICEL
1988

DEPARTAMENTO	USUARIOS BENEFICIADOS	REDES (KMS)	INVERSIONES MILLONES \$
ATLANTICO	457		15.40
CESAR	6.413		778.20
CORDOBA	2.360		66.1
GUAJIRA	720		35.00
MAGDALENA	-		21.8
TOTAL	9.950		916.50

Las obras ejecutadas en el primer semestre de 1989, por parte del PERCAS, conllevaron inversiones de 1.336 millones y benefician a 8.231 usuarios en la región de la Costa Atlántica.

2.2.3 Desarrollo Rural Integrado (DRI)

Las obras de electrificación del Programa DRI fase II, en el área atendida por ICEL, alcanzaron un valor de \$578.8 millones, en el Norte de Santander, Caldas, Huila, Meta y Tolima, representados en la construcción de redes con una longitud de 428.7 kilómetros para llevar energía a 2.261 usuarios, distribuidos así:

CUADRO 1.2
PROGRAMA DRI-ICEL
1988

DEPARTAMENTOS	USUARIOS	REDES (KMS)	MILLONES \$
CALDAS	145	33.5	49.8
HUILA	361	139.1	94.25
META	133	41.4	41.8
NORTE DE SANTANDER	580	72.5	30.8
TOLIMA	1.042	142.2	362.2
TOTALES	2.261	428.7	578.8

Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER)

El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER)...

En el Departamento del Magdalena...

Este mismo Instituto adelantó al diseño...

Programa de Electrificación Rural de la Costa Atlántica (PERCAS)

A través de la electrificación del Atlántico, en 1988 CORELCA adelantó la construcción de una línea en el municipio de Juan...

En el departamento de la Guajira las obras del PERCAS...

En el departamento de la Guajira las obras del PERCAS...

En los departamentos atendidos por CORELCA las inversiones del DRI en electrificación llegaron a \$216 millones, que beneficiaron a 2.038 usuarios distribuidos así:

PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
ICEL-ELECTRIFICADORAS FILIALES
CUADRO 1.3
PROGRAMA DRI-CORELCA
1988

DEPARTAMENTO	USUARIOS	REDES (KMS)	MILLONES \$
ATLANTICO	1.700	-	200.0
BOLIVAR	1.757	30.0	164.0
MAGDALENA	211	9.4	50.0
TOTALES	2.038	39.4	216.0

En el primer semestre de 1989 se encontraban en ejecución obras por valor de \$187 millones para beneficiar un total de 2.545 usuarios.

2.2.4 Plan Nacional de Rehabilitación - PNR:

A partir de la iniciación del actual gobierno y en concordancia con la política concerniente a la rehabilitación de las zonas del país menos favorecidas, el ICEDCORELCA y sus electrificadoras filiales han buscado llevar el servicio de la electricidad a las diferentes regiones mediante la extensión de las redes eléctricas desde los centros de generación.

En el presente informe se detalla el avance físico, las obras terminadas, en construcción y programadas en las diferentes zonas definidas por la Secretaría de Integración Popular de la Presidencia de la República, tanto en los departamentos, como en las intendencias y comisarías.

Se han construido en los departamentos atendidos por ICEL 2.149 kilómetros de redes, que benefician a cerca de 20.000 usuarios mediante una inversión de 3.544 millones de pesos. Se desarrollan programas de construcción de redes en 1.220 kilómetros, que beneficiarán a 10.734 usuarios para una inversión aproximada de 2.700 millones de pesos. Además se proyectan obras por un valor aproximado de 10.500 millones de pesos para beneficio de 5.333.578 usuarios con 4.055 kilómetros de redes. (Cuadros 1.4 y 1.5).

En las Intendencias, Comisarías y la Zona Pacífica se adelantaron obras por 724 millones de pesos, están en construcción otras por valor de 14.280 millones de pesos y en proyecto varias obras más por valor de 2.864 millones de pesos (Cuadro 1.6).

En los departamentos atendidos por CORELCA las inversiones del DRI en electrificación llegaron a \$216 millones, que beneficiaron a 2.038 usuarios distribuidos así:

CUADRO 1.1

DEPARTAMENTO	USUARIOS BENEFICIADOS	INVERSIONES \$ MILLONES
ATLANTICO	1.700	200.0
BOLIVAR	1.757	164.0
MAGDALENA	211	50.0
TOTALES	2.038	216.0

Las obras de electrificación del Programa DRI Fase II, en el área atendida por ICEL, alcanzaron un valor de \$187 millones, en el primer semestre de 1989. Beneficiaron inversiones de \$187 millones y beneficiaron a 2.545 usuarios en la región de la Costa Atlántica.

2.2.3 Desarrollo Rural Integrado (DRI)

Las obras de electrificación del Programa DRI Fase II, en el área atendida por ICEL, alcanzaron un valor de \$187 millones, en el primer semestre de 1989. Beneficiaron inversiones de \$187 millones y beneficiaron a 2.545 usuarios en la región de la Costa Atlántica.

CUADRO 1.2
PROGRAMA DRI-ICEL
1988

DEPARTAMENTOS	USUARIOS	REDES (KMS)	MILLONES \$
CAJAS	145	33.2	49.8
HUILA	381	139.1	94.2
META	133	41.4	41.8
NORTE DE SANTANDER	280	32.2	30.8
TOJIMA	1.042	142.2	302.2
TOTALES	2.281	288.1	528.8

El presente informe se detalla el avance físico, las obras terminadas, en construcción y programadas en las diferentes zonas definidas por la Secretaría de Integración Social y el Plan Nacional de Rehabilitación - PNR, tanto en los departamentos, como en las Intendencias y Comisarias.

CUADRO 1.4
PROGRAMA DE REHABILITACION
CORRELA
1988

DEPARTAMENTO	USUARIOS	REDES (KMS)	MILLONES \$
ANTIOQUIA	30	10	100.0
BOYACA	1.127	10	100.0
MAGDALENA	271	10	100.0
TOTAL	1.528	30	300.0

En el primer semestre de 1988 se encontraban en ejecución obras por un valor de 181 millones para beneficiar a 1.284 usuarios.

Plan Nacional de Rehabilitación - PNR:

A partir de la iniciación del actual gobierno y en concordancia con la política contenida en el Plan Nacional de Rehabilitación y sus electrificadoras filiales han buscado llevar el servicio de la electricidad a las diferentes regiones mediante la extensión de las redes eléctricas desde los centros de generación.

En el presente informe se detalla el avance físico, las obras terminadas, en construcción y programadas en las diferentes zonas definidas por la Secretaría de Integración Social y el Plan Nacional de Rehabilitación - PNR, tanto en los departamentos, como en las Intendencias y Comisarias.

Se han construido en los departamentos atendidos por ICEL 2.148 kilómetros de redes, que beneficiar a cerca de 20.000 usuarios mediante una inversión de 3.244 millones de pesos. Se desarrollan programas de construcción de redes en 1.320 kilómetros, que beneficiarán a 10.134 usuarios para una inversión aproximada de 2.100 millones de pesos. Además se proyectan obras por un valor aproximado de 10.200 millones de pesos para beneficiar a 33.820 usuarios con 4.922 kilómetros de redes. (Cuadros 1.4 y 1.5).

En las Intendencias, Comisarias y la zona Pacifica se adelantaron obras por 124 millones de pesos, están en construcción otras por valor de 14.280 millones de pesos y en proyecto varias obras por un valor de 2.884 millones de pesos (Cuadro 1.6).

CUADRO 1.4
PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
ICEL-ELECTRIFICADORAS FILIALES
OBRAS TERMINADAS
PERIODO 1986-1988

DEPARTAMENTO	Obras Terminadas (MILL. \$)	USUARIOS	Obras en Construcción (MILL. \$)	VALOR TOTAL (MILL. \$)
ANTIOQUIA	12.520	30	7.080	19.600
BOYACA	331	1.127	105.1	436.1
CAQUETA	1.130	271	138.8	1.268.8
CAUCA	2.419	271	354.6	2.773.6
CUNDINAMARCA	500	30	163.0	663.0
HUILA	20	10	5.5	25.5
N. DE SANTANDER	297	10	42.7	339.7
NARIÑO	758	10	100.5	858.5
SANTANDER	1.550	10	377.0	1.927.0
TOLIMA	328	10	80.3	408.3
TOTALES	19.853	1.528	2.148.6	22.001.6

CUADRO 1.5
PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
ICEL - ELECTRIFICADORAS FILIALES
OBRAS EN CONSTRUCCION

DEPARTAMENTOS	USUARIOS	KM.	VALOR TOTAL MILL. \$
ANTIOQUIA	30.026	143.13	373.0
BOYACA	10.040	10.0	13.5
CAQUETA	217.1988	94.0	129.8
CAUCA	1.365	229.3	332.2
CESAR	500	28.8	69.7
CHOCOTAMEN TO	450	12.5	21.3
CUNDINAMARCA	50	15.0	197.4
HUILA	371	19.7	245.6
N. DE SANTANDER	1.400	11.6	342.9
SANTANDER	2.357	460.4	864.3
TOLIMA	973	195.8	100.6
TOTALES	10.734	1.220.4	2.690.3

CUADRO 1.4
PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
ICEL - ELECTRICIDAD FILIALES
OBRAS TERMINADAS
PERIODO 1986-1988

DEPARTAMENTO	USUARIOS	KM.	VALOR TOTAL MILL. \$
ANTIOQUIA	11.220	1.012	1.122,7
BOYACA	1.311	1.022	1.282,8
CAQUETA	1.140	1.382	1.382,4
CAUCA	2.418	3.242	2.232,0
CUNDINAMARCA	500	1.822	1.322,7
HUILA	10	2,2	1,8
N. DE SANTANDER	2.212	4,2	3.222,2
NARIÑO	1.228	1.022	1.022,7
SANTANDER	1.620	2,2	1.122,8
TOLIMA	220	2,2	2,2
TOTALES	34.072	21.482	34.472,6

CUADRO 1.5
PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
ICEL - ELECTRICIDAD FILIALES
OBRAS EN CONSTRUCCION

DEPARTAMENTOS	USUARIOS	KM.	VALOR TOTAL MILL. \$
ANTIOQUIA	3.028	1.422	3.222,0
BOYACA	22	10,0	13,2
CAQUETA	212	82,0	1.222,8
CAUCA	1.322	2.222	3.322,2
CEZAR	200	22,8	82,7
CHOCO	420	12,2	21,2
CUNDINAMARCA	20	12,0	12,4
HUILA	22	10,2	22,8
N. DE SANTANDER	1.400	12,2	32,8
SANTANDER	2.222	42,4	82,3
TOLIMA	22	12,2	10,8
TOTALES	10.724	1.520,4	2.820,3

CUADRO 1.6
PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
CUADRO RESUMEN PARA INTENDENCIAS - COMISARIAS Y
ZONA PACIFICA
1986-1988
I C E L

Zona	Obras Terminadas (Mill. \$)	Obras en Construcción (Mill. \$)	Obras en Proyecto (Mill. \$)
ARAUCA	172	7.680.0	150.0
CASANARE	10	6.600.0	-
PUTUMAYO	46	-	1.522.7
AMAZONAS	300	-	-
GUAINIA	15	-	-
VICHADA	75	-	36.4
NARIÑO	61	-	-
CHOCO	-	-	233.0
GUAVIARE	-	-	911.0
CAQUETA	-	-	11.0
TOTAL	679	14.280	2.864.1

En los departamentos atendidos por CORELCA, las obras del Plan Nacional de Rehabilitación en 1988 llegaron a 700 usuarios, según inversión de \$80 millones (cuadro 1.7). Se recomienda llevar a la etapa de diseño los proyectos que cuentan con estudios de factibilidad.

Las inversiones en ejecución en 1989 por parte de CORELCA, para este programa, ascienden a \$1.012 millones y beneficiarán a 2.506 usuarios.

CUADRO 1.7
PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
CORELCA - ELECTRICIDAD FILIALES

DEPARTAMENTO	USUARIOS	VALOR INVERTIDO MILLONES \$
BOLIVAR	200	10,0
CESAR	500	20,0
TOTALES	700	30,0

CUADRO 1.8
PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
Y SAIRRESUMEN PARA INTENDENCIAS COMISARIAS
ZONA PACIFICA
1988-1988
I C E L

Obras en Proyecto (MII.\$)	Obras en Construcción (MII.\$)	Obras Terminadas (MII.\$)	Zonas
150.0	150.0	150.0	ANANEA
150.0	150.0	150.0	PANAHA
150.0	150.0	150.0	TUMAY
150.0	150.0	150.0	AMAZONAS
150.0	150.0	150.0	AGUIA
150.0	150.0	150.0	VICHADIV
150.0	150.0	150.0	NARIN
150.0	150.0	150.0	CHOCO
150.0	150.0	150.0	GUAVARE
150.0	150.0	150.0	CAQUIT
1.500.0	1.500.0	1.500.0	TOTAL

En los departamentos atendidos por CORELCA, las obras del Plan Nacional de Rehabilitación en 1988 llegaron a 700 usuarios, con inversión de 180 millones (cuadro 1.7).

Las inversiones en ejecución en 1988 por parte de CORELCA, para este programa, ascenden a \$1.012 millones y beneficiarán a 2.508 usuarios.

CUADRO 1.7
PLAN NACIONAL DE REHABILITACION
CORELCA - ELECTRICIDAD FILIALES
1988

DEPARTAMENTO	USUARIOS	VALOR INVERTIDO MILONES \$
BOJIVAR	200	40
CESAR	200	40
TOTALES	400	80

2.3 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

Para la ejecución de los proyectos de generación y transmisión, aspecto básico y fundamental en las políticas del Gobierno, se ha llevado a cabo un necesario reordenamiento con el fin de que, garantizando proyectos para satisfacer la demanda, se logre un desarrollo equilibrado de la generación, la transmisión, la subtransmisión y la distribución, con una óptima repartición de las inversiones del sector eléctrico.

El plan de expansión, que comprende la generación y transmisión a alto voltaje, implica inversiones de 3.660 millones de dólares hasta 1997, recursos que se obtendrán de la generación interna de fondos en las empresas del sector y de créditos tanto externos como internos.

2.3.1 Plan de Expansión en Generación

En 1988 se adelantó el estudio del Plan de Expansión en Generación para el período 1995-2000. Dicho plan, que fue presentado y aprobado en Asamblea de ISA a principios del mes de diciembre, y que se encuentra para la consideración del CONPES, se basa en el desarrollo de los proyectos de mínimo costo para obtener la secuencia más económica y viable.

A diferencia de los planes anteriores, el nuevo plan incluye dos tipos de proyectos: aquellos cuya construcción debe acometerse desde ya, con el fin de que puedan atender los crecimientos de la demanda entre 1995 y 1998, y los que deben acometerse en los próximos años, una vez se tengan diseños definitivos de las obras. El Plan también recomienda llevar a la etapa de diseño, algunos proyectos que cuentan con estudios de factibilidad terminados, como por ejemplo Nechí (590 MW), Porce III (760 MW) y Fonce (420 MW).

Debido a las estrictas condiciones ante de entrar,

El estudio y selección de proyectos se hizo teniendo en cuenta la revisión de proyecciones de demanda en el período 1987-2000, adoptando como escenario de referencia una tasa promedio de crecimiento anual del 5.7%. Los proyectos son: La Hidroeléctrica de Urrá I, ubicada en Córdoba y con una capacidad de 340 MW; la cual entraría a operar en el segundo semestre de 1996; la Hidroeléctrica de la Miel II, en el Departamento de Caldas, con una capacidad instalada de 380 MW, que se terminaría en el primer semestre de 1997 y la Central Hidroeléctrica PORCE II, en Antioquia con capacidad de 392 MW, programada para entrar en operación en 1997.

Así mismo, contribuyendo a ese catálogo de proyectos el ICEL adelantó estudios de factibilidad del Proyecto El Quimbo para el Alto Magdalena, Proyecto Cuisiana para Boyacá y Casanare, Proyecto Tasajero II para Norte de Santander y Proyecto Paipa IV en Boyacá. También son relevantes para el incremento de capacidad instalada, principalmente en zonas aisladas la Microcentral de Bahía Solano en el Chocó, Microcentral López-Puerto Sergio en el

EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

La expansión de los proyectos de generación y transmisión, aspecto básico y fundamental en las políticas del Gobierno, se lleva a cabo de acuerdo a los planes de expansión de la energía eléctrica, que se elaboran en el marco de la política energética, la cual se define en el Plan de Expansión de la Energía Eléctrica, el cual es el instrumento de planificación de la energía eléctrica que define la política energética y la estrategia de desarrollo de la energía eléctrica.

El Plan de Expansión de la Energía Eléctrica, que comprende la generación y transmisión a alto voltaje, y las inversiones en el sistema de distribución interna de todas las empresas del sector y las unidades de generación, como centrales.

3.3.1 Plan de Expansión en Generación

En 1988 se aprobó el estudio del Plan de Expansión en Generación para el periodo 1987-2000. Dicho plan, que fue presentado y aprobado en Asamblea de la AEP en el mes de diciembre, y que se encuentra en la consideración del CONECEL, se basa en el desarrollo de los proyectos de mínima costo para obtener la capacidad más económica y viable.

A diferencia de los planes anteriores, el nuevo plan incluye dos tipos de proyectos: aquellos cuya construcción debe acometerse desde ya, con el fin de que queden cubiertos los incrementos de la demanda entre 1987 y 1988, y los que deben acometerse en los próximos años, una vez se tengan diseños definitivos de las obras. El plan también recomienda llevar a la etapa de diseño, algunos proyectos que cuentan con estudios de factibilidad terminados, como por ejemplo Nechi (880 MW), Porce III (780 MW) y Force (420 MW).

El estudio y selección de proyectos se hizo teniendo en cuenta la revisión de proyecciones de demanda en el periodo 1987-2000, adoptando como escenario de referencia una tasa promedio de crecimiento anual del 5.7%. Los proyectos son: La Hidroeléctrica de Uru I, ubicada en Córdoba y con una capacidad de 340 MW, la cual entrará a operar en el segundo semestre de 1988; la Hidroeléctrica de la Miel II, en el Departamento de Caldas, con una capacidad instalada de 380 MW, que se terminará en el primer semestre de 1987 y la Central Hidroeléctrica PORCE II, en Antioquia con capacidad de 382 MW, programada para entrar en operación en 1987.

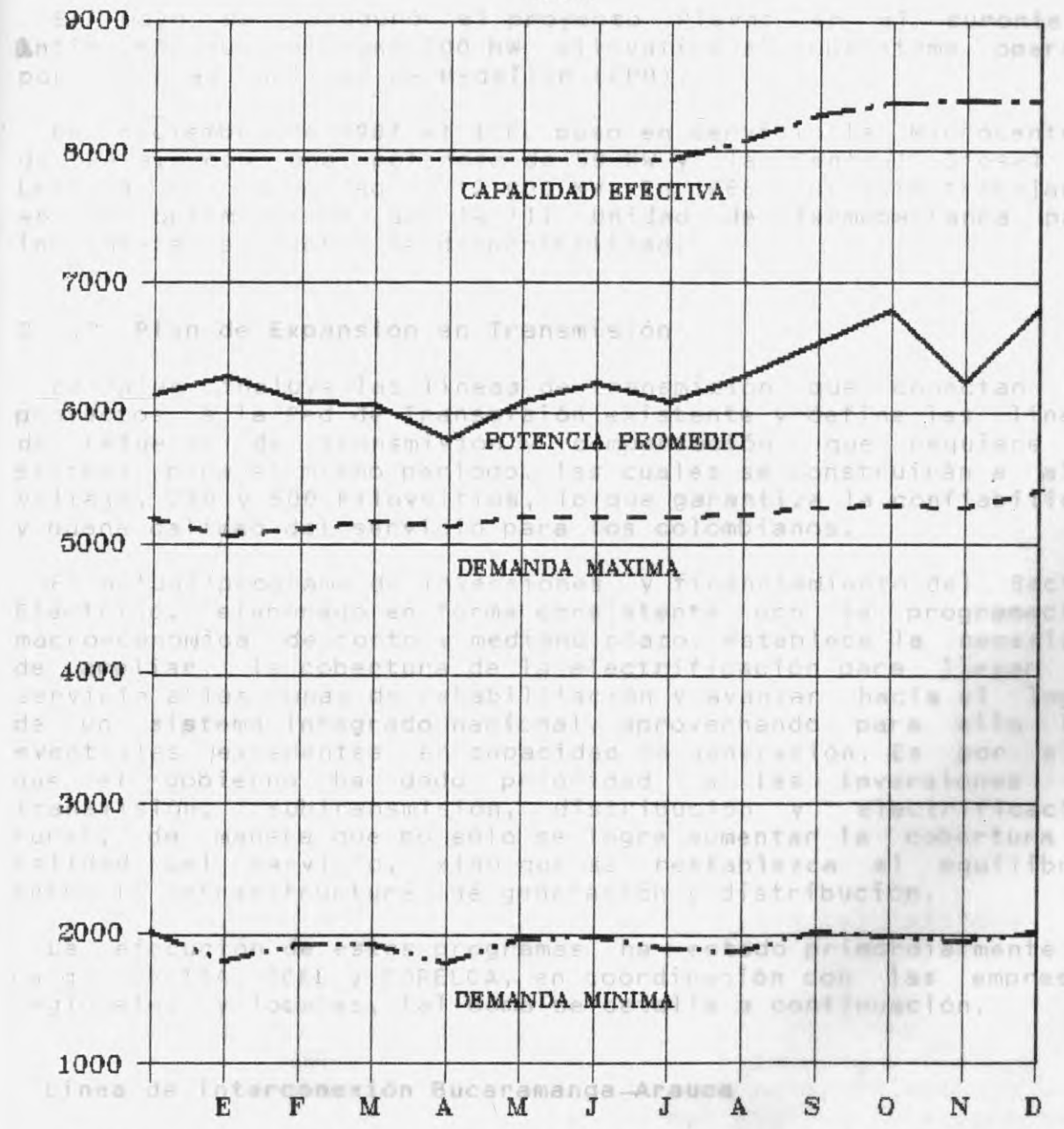
Así mismo, contribuyendo a ese catálogo de proyectos el ICEL adelantó estudios de factibilidad del Proyecto El Quimbo para el Alto Magdalena, Proyecto Quisana para Boyacá y Casanare, Proyecto Tasejaro II para Norte de Santander y Proyecto Paipa IV en Boyacá. También son relevantes para el incremento de capacidad instalada, principalmente en zonas aisladas (la Microcentral de Daba Solano en el Cauca, Microcentral Llanos-Puerto Sergio en el

Handwritten notes in the left margin of the left page.

Handwritten notes at the top of the right page.

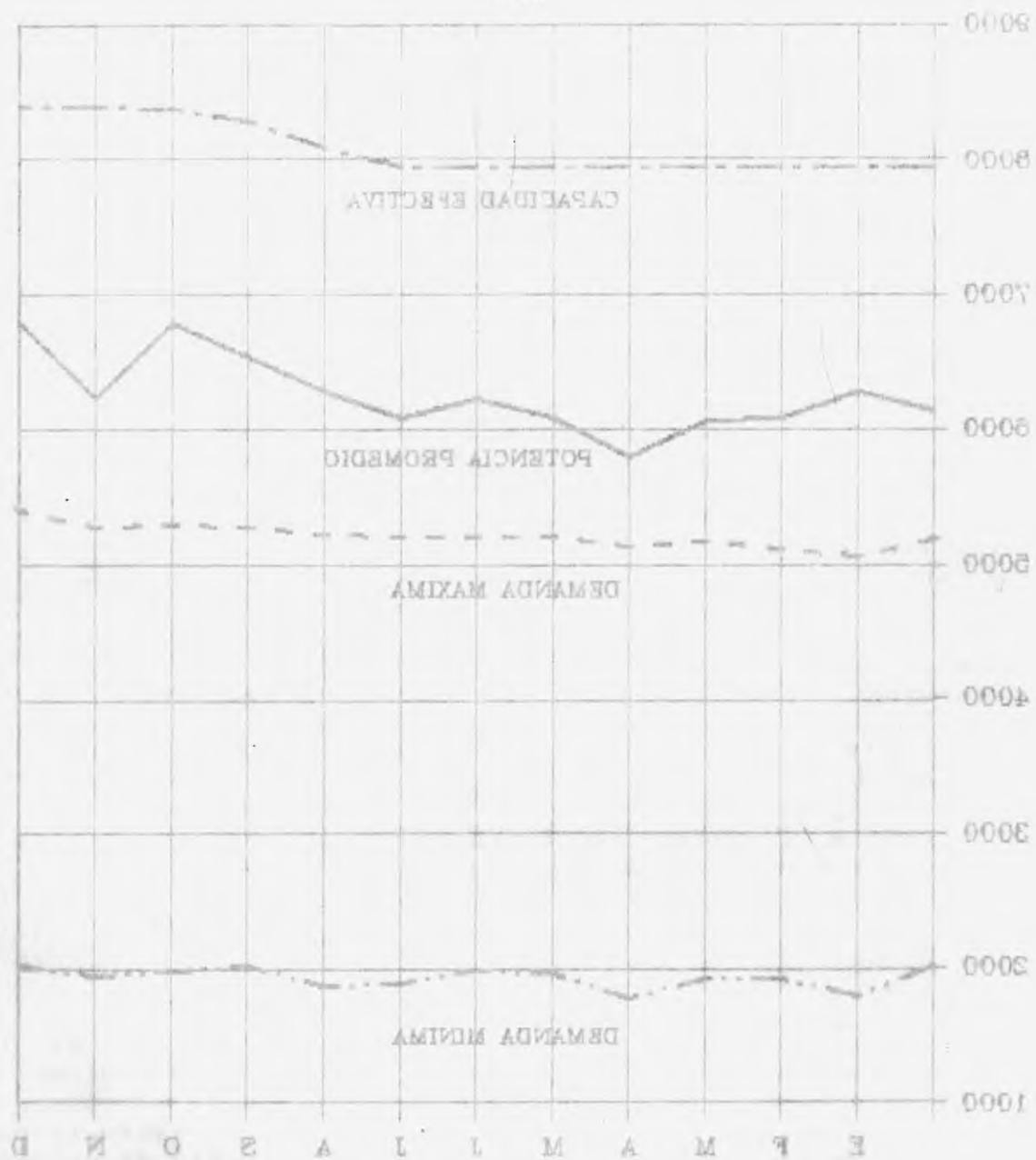
AUMENTO DE LA DEMANDA DE GENERACION
Grafico No. 1.1

EVOLUCION MENSUAL PICOS MAXIMOS
SISTEMA INTERCONECTADO
1988



Línea de Interconexión Bucaramanga-Arauca

Gráfico No. 14
EVOLUCION MENSUAL PICO SISTEMA INTERCONECTADO
 1988



Cauca y un plan recuperación de pequeñas centrales del grupo de empresas pertenecientes a este Instituto. Adicionalmente es oportuno mencionar los estudios que se adelantan respecto al posible aprovechamiento de las reservas carboníferas de San Luis, en el Departamento de Santander.

Aumento de la Capacidad de Generación

En el mes de febrero de 1988 se llevó a cabo la inauguración de la II unidad de la Central Termoeléctrica de la Guajira, que despejó el panorama energético de la Costa Atlántica. Se aumentó con ello la capacidad generadora de Corelca a 1.134 MW.

En mayo se inauguró el proyecto Playas en el suroriente Antioqueño que adicionó 200 MW Kilovatios al subsistema operado por Empresas Públicas de Medellín (EPM).

En diciembre de 1987 el ICEL puso en servicio la Microcentral de Paya, con una potencia de 50 KW y la Central Diesel de Leticia, con capacidad de 12.000 KW. En 1988 prosiguió trabajando en la optimización de la III Unidad de Termobarranca para incrementar su factor de disponibilidad.

2.3.2 Plan de Expansión en Transmisión

El plan incluye las líneas de transmisión que conectan los proyectos a la Red de Transmisión existente y define las líneas de refuerzo de transmisión y compensación que requiere el sistema para el mismo período, las cuales se construirán a alto voltaje, 230 y 500 Kilovoltios, lo que garantiza la confiabilidad y buena calidad del servicio para los colombianos.

El actual programa de inversiones y financiamiento del Sector Eléctrico, elaborado en forma consistente con la programación macroeconómica de corto y mediano plazo, establece la necesidad de ampliar la cobertura de la electrificación para llevar el servicio a las zonas de rehabilitación y avanzar hacia el logro de un sistema integrado nacional, aprovechando para ello los eventuales excedentes en capacidad de generación. Es por ello que el gobierno ha dado prioridad a las inversiones de transmisión, subtransmisión, distribución y electrificación rural, de manera que no sólo se logre aumentar la cobertura y calidad del servicio, sino que se restablezca el equilibrio entre la infraestructura de generación y distribución.

La ejecución de estos programas ha estado primordialmente a cargo de ISA, ICEL y CORELCA, en coordinación con las empresas regionales y locales, tal como se detalla a continuación.

Segundo Circuito a 500 KV

Línea de interconexión Bucaramanga-Arauca

La Intendencia de Arauca, atendida por el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, a través de una línea de

El programa de inversiones y financiamiento del sector eléctrico, elaborado en forma consistente con la necesidad macroeconómica de corto y mediano plazo, establece la necesidad de ampliar la cobertura de la electrificación para llevar el servicio a las zonas de ruralización y avanzar hacia el logro de un sistema integrado nacional, aprovechando para ello los eventuales excedentes en capacidad de generación. Es por ello que el gobierno ha dado prioridad a las inversiones de transmisión, subtransmisión, distribución y electrificación, de manera que no sólo se logre aumentar la cobertura y calidad del servicio, sino que se restablezca el equilibrio entre la infraestructura de generación y distribución.

La ejecución de estos programas ha estado principalmente a cargo de ISA, ICEL y ORECA, en coordinación con las empresas municipales y locales, tal como se detalla a continuación:

El actual programa de inversiones y financiamiento del sector eléctrico, elaborado en forma consistente con la necesidad macroeconómica de corto y mediano plazo, establece la necesidad de ampliar la cobertura de la electrificación para llevar el servicio a las zonas de ruralización y avanzar hacia el logro de un sistema integrado nacional, aprovechando para ello los eventuales excedentes en capacidad de generación. Es por ello que el gobierno ha dado prioridad a las inversiones de transmisión, subtransmisión, distribución y electrificación, de manera que no sólo se logre aumentar la cobertura y calidad del servicio, sino que se restablezca el equilibrio entre la infraestructura de generación y distribución.

En diciembre de 1987 el ICEL puso en servicio la subestación de Guatay, con una potencia de 80 KW y la Central de Guatay, con capacidad de 12.000 KW. En 1988 se inició el estudio para la optimización de la III Unidad de Tempranillo para incrementar su factor de disponibilidad.

3.2.3 Plan de Expansión en Transmisión

El plan incluye las líneas de transmisión que conectan los proyectos a la red de transmisión existente y define las líneas de refuerzo de transmisión y compensación que requiere el sistema para el mismo período, las cuales se construirán a alto voltaje, 230 y 500 kilovoltios, lo que garantiza la confiabilidad y buena calidad del servicio para los colombianos.

El actual programa de inversiones y financiamiento del sector eléctrico, elaborado en forma consistente con la necesidad macroeconómica de corto y mediano plazo, establece la necesidad de ampliar la cobertura de la electrificación para llevar el servicio a las zonas de ruralización y avanzar hacia el logro de un sistema integrado nacional, aprovechando para ello los eventuales excedentes en capacidad de generación. Es por ello que el gobierno ha dado prioridad a las inversiones de transmisión, subtransmisión, distribución y electrificación, de manera que no sólo se logre aumentar la cobertura y calidad del servicio, sino que se restablezca el equilibrio entre la infraestructura de generación y distribución.

La ejecución de estos programas ha estado principalmente a cargo de ISA, ICEL y ORECA, en coordinación con las empresas municipales y locales, tal como se detalla a continuación:

Línea de Interconexión Bucaramanga-Arauca

La Intendencia de Arauca, atendida por el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, a través de una línea de

interconexión con Venezuela, no cuenta con un servicio suficientemente confiable. ISA, construye la línea de interconexión Bucaramanga-Arauca, a 230 KW, obra que servirá como base de desarrollo integral a la pujante región del Arauca.

Una vez terminada la construcción de esta obra será posible el suministro de energía a las redes locales de los municipios de Arauca, Araucaita y Saravena y la extensión de redes urbanas y rurales a otras regiones de la intendencia, así como a poblaciones de los santanderes cercanas a la línea.

ISA, ECOPETROL y la intendencia de Arauca asumen por terceras partes los costos del proyecto estimado en 16 mil millones de pesos. La Intendencia destina para ello parte de los recursos provenientes de las regalías del petróleo.

Refuerzo de la transmisión

El objetivo del proyecto es mejorar la confiabilidad y aumentar la capacidad de transporte del sistema interconectado, tanto en el interior del país como entre éste y la Costa Atlántica.

El proyecto comprende:

Línea a 500 KV San Carlos-Barrancabermeja
- La construcción del segundo circuito a 500 kv entre el sistema central y el sistema de la Costa Atlántica, con una longitud de 543 kilómetros.

- La construcción de la línea a 230 kv de doble circuito entre las subestaciones de Ancón Sur y Esmeralda, con una longitud de 130 kilómetros.

- La construcción de la línea a 230 kv de circuito sencillo entre las subestaciones de San Carlos y Barrancabermeja con una longitud de 183 kilómetros.

Ampliación del sistema de comunicaciones así:
* Integrar a la red de microondas el proyecto de interconexión con la Costa.

* Integrar en VHF la Subestación Esmeralda.

* Establecer una ruta de refuerzo para el sistema de comunicaciones de ISA por posible contingencia en el repetidor Gualí.

Segundo Circuito a 500 KV

Como ya se mencionó, para asegurar el suministro eléctrico a la Costa Atlántica y mejorar la operación del sistema interconectado nacional, se proyectó la construcción de un segundo circuito a 500 KV, entre San Carlos (Antioquia) y Sabanalarga (Atlántico).

El servicio de energía eléctrica en la zona de la línea de transmisión de 230 KV Ancón Sur-Esmeralda, se presta por medio de un sistema de distribución de energía eléctrica que incluye la línea de transmisión de 230 KV y las subestaciones de 230 KV y 15 KV.

El sistema de distribución de energía eléctrica en la zona de la línea de transmisión de 230 KV Ancón Sur-Esmeralda, se presta por medio de un sistema de distribución de energía eléctrica que incluye la línea de transmisión de 230 KV y las subestaciones de 230 KV y 15 KV.

El sistema de distribución de energía eléctrica en la zona de la línea de transmisión de 230 KV Ancón Sur-Esmeralda, se presta por medio de un sistema de distribución de energía eléctrica que incluye la línea de transmisión de 230 KV y las subestaciones de 230 KV y 15 KV.

Retorno de la transmisión

El objetivo del proyecto es mejorar la confiabilidad y aumentar la capacidad de transporte del sistema de transmisión de 230 KV entre la zona de la línea de transmisión de 230 KV y la zona de la línea de transmisión de 230 KV.

Proyecto comprendido:

La construcción del segundo circuito a 230 KV entre el sistema central y el sistema de la Costa Atlántica, con una longitud de 183 kilómetros.

La construcción de la línea a 230 KV de doble circuito entre las subestaciones de Ancón Sur y Esmeralda, con una longitud de 183 kilómetros.

La construcción de la línea a 230 KV de circuito sencillo entre las subestaciones de San Carlos y Barrancabermeja, con una longitud de 183 kilómetros.

Ampliación del sistema de comunicaciones así:

* Integrar a la red de microondas el proyecto de interconexión con la Costa Atlántica.

* Integrar en VHT la subestación Esmeralda.

* Establecer una ruta de retorno para el sistema de comunicaciones de ISA por medio de contingencia en el repetidor de la zona de la línea de transmisión de 230 KV.

Segundo Circuito a 230 KV

Como ya se mencionó, para asegurar el suministro eléctrico a la zona de la línea de transmisión de 230 KV Ancón Sur-Esmeralda, se proyecta la construcción de un segundo circuito a 230 KV entre las subestaciones de Ancón Sur y Esmeralda (Atlántico).

CUADRO 1.7

Para el efecto, en 1988 se ejecutó y evaluó la licitación para contratar el suministro de materiales y equipos. También se prepararon los documentos para contratar la construcción y montaje de la línea y se adelantaron los de las obras civiles para los equipos de las subestaciones.

Con relación a la ampliación de las subestaciones para la conexión de este circuito, se adjudicó el contrato para el suministro y financiación de los equipos y materiales. El programa de terminación de la línea está previsto para que entre en servicio en el segundo semestre de 1992.

Localización	Proyecto	Costo Neto	Inversión
NAL	Línea a 230 KV Ancón Sur-Esmeralda	7.540.000	1.000.000

Durante el año 1988 se fabricaron y recibieron la gran mayoría de los materiales necesarios para la línea. Adicionalmente se legalizó el contrato de construcción y montaje y se iniciaron los trabajos correspondientes. La línea deberá entrar en servicio en octubre de 1989, incluyendo las ampliaciones de las subestaciones terminales.

NAL	Línea a 230 KV San Carlos-Barrancabermeja	25.000	35.000
-----	---	--------	--------

Durante 1988 se le presentaron para aprobación al BID los documentos para la licitación del equipo eléctrico de importación para la subestación Barrancabermeja II. Se estima que la línea entre en operación en el segundo semestre de 1992.

NAL	Proyectos de transmisión de ICEL	1.050.000	300.000
-----	----------------------------------	-----------	---------

En desarrollo de la política de extensión y cubrimiento nacional del servicio de energía eléctrica, el ICEL ha venido adelantando diversos proyectos de transmisión, los cuales cubren aquellas áreas atendidas por las electrificadoras dependientes del Instituto. En el cuadro 1.8 se detallan estas obras con su correspondiente localización, costo y avance de inversiones en el período 1986-1989.

NAL	Proyectos de transmisión de ICEL	1.050.000	300.000
NAL	Proyectos de transmisión de ICEL	2.400.000	250.000

El desarrollo de la política de extensión y suministro nacional del servicio de energía eléctrica, el ICEL ha venido adelantando diversos proyectos de transmisión, los cuales cubren aquellas áreas atendidas por las electrificadoras dependientes del Instituto. En el cuadro 1.8 se detallan estas obras con su correspondiente localización, costo y avance de inversiones en el período 1986-1989.

En desarrollo de la política de extensión y suministro nacional del servicio de energía eléctrica, el ICEL ha venido adelantando diversos proyectos de transmisión, los cuales cubren aquellas áreas atendidas por las electrificadoras dependientes del Instituto. En el cuadro 1.8 se detallan estas obras con su correspondiente localización, costo y avance de inversiones en el período 1986-1989.

Línea a 230 KV Anón-Sur-Samariá

Durante el año 1988 se adelantaron y tendieron la línea Anón-Sur-Samariá de 230 KV. Actualmente se está adelantando el montaje y montaje de las torres correspondientes. La línea deberá entrar en servicio en el primer semestre de 1989. Las ampliaciones de las subestaciones de Anón y Samariá.

Línea a 230 KV San Carlos-Barrancabermeja

En el año 1986 se presentó para aprobación al BID los documentos para la licitación del equipo eléctrico de importación para la subestación Barrancabermeja II. Se estima que la línea entre en operación en el segundo semestre de 1989.

Proyectos de transmisión de ICEL

El desarrollo de la política de extensión y suministro nacional del servicio de energía eléctrica, el ICEL ha venido adelantando diversos proyectos de transmisión, los cuales cubren aquellas áreas atendidas por las electrificadoras dependientes del Instituto. En el cuadro 1.8 se detallan estas obras con su correspondiente localización, costo y avance de inversiones en el período 1986-1989.

CUADRO 1.8
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA -ICEL
PROYECTOS DE TRANSMISION
INVERSIONES REALIZADAS AGOSTO 1986-ABRIL 1989

Localización	Proyecto	Costo Neto Miles de Pesos	Inversión
CAUCA	Línea Betania-Popayán	1.000.000	1.000.000
	Subest. San Bernardino	1.000.000	1.000.000
NARIÑO	Línea Popayán-Pasto	7.540.800	7.540.800
NACIONAL	Alambrón de Aluminio	3.500.000	3.500.000
TOLIMA	S/E San Felipe	1.800.000	350.000
	Natagaíma-Chaparral, Línea y Subestación	1.168.000	100.000
NARIÑO	S/E Jamondino Anillo 115KV Pasto Amp.S/E Pasto	25.000	25.000
META	Línea Villavicencio Granada	548.000	26.000
CAQUETA	Línea Santuario-Puerto Rico	1.000.000	120.000
	S/E Doncello-Puerto Rico	1.058.000	
SANTANDER	Línea B/manga-Ocaña- Cúcuta	10.950.000	53.000
INTENDENCIA	Electrificación zona sur Arauca línea Banadía-Tame	930.510	180.000
	S/E Tame	590.850	
META	Línea Villavicencio-a de Bogotá, FFB, dentro del Proyecto de Puerto López	1.058.000	200.000
PROGRAMA RE- DUCCION DE PERDIDAS	Estudios, Planeación y control pérdidas Electrificadoras	400.000	
CHOCO	Línea Viterbo-Certegui	2.480.430	125.000

Localización	Proyecto	Costo Neto Miles de Pesos	Inversión
ATACAMA	Línea Villavencio	1.480.430	152.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Puerto Lopez	258.000	300.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	500.000	180.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	10.950.000	83.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	1.088.000	100.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	1.000.000	100.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	248.000	28.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	22.000	22.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	1.180.000	100.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	1.800.000	150.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	3.200.000	2.700.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	1.500.000	1.500.000
ATACAMA	Línea Villavencio - Bogotá	1.000.000	1.000.000

243.3 Proyecto Segundo Plan de Transmisión

El Proyecto Segundo Plan de Transmisión a cargo de ISA comprende:

- Construcción de la línea a 230 kV de doble circuito, con una longitud de 110 kilómetros, entre las subestaciones La Mesa e Ibagué. Incluye la ampliación de la subestación La Mesa y la construcción de la Subestación Ibagué.

El objetivo primordial de esta línea es proporcionar una mejora sustancial en la operación eléctrica de los departamentos de Tolima, Huila y Caquetá.

- Construcción de la línea a 230 kV de doble circuito, con una longitud de 200 kilómetros, entre las subestaciones de Betania e Ibagué. Comprende la instalación de los equipos de comunicaciones en la subestación Betania y la construcción de la subestación Ibagué. La construcción de esta línea permite, en primer lugar, hacer transferencias en bloque de potencia desde el centro del país y desde Antioquia hacia Norte de Santander y Cauca. Adicionalmente, esta línea junto con la de Betania-Popayán, garantiza la confiabilidad de transmisión de la Central Betania.

- Construcción de la línea Cerromatoso-Apartadó. Esta línea está conformada por los siguientes tramos: el sector a 500 kV Cerromatoso - Urrá I, con una longitud de 84 kilómetros y el sector a 230 kV Urrá - Apartadó con una longitud de 58 kilómetros.

El objetivo de esta línea es atender en principio el mercado creciente en la región de Urabá, zona en la cual el Gobierno tiene especial interés para un desarrollo comercial e industrial. La razón para dividirla en dos tramos obedece a la ubicación del Proyecto Urrá en dicha zona, por lo tanto, el primer tramo Cerromatoso-Urrá I, servirá inicialmente de refuerzo a la región de Urabá y posteriormente conectará el Proyecto Urrá a la línea de interconexión con la Costanera 500-kV.

- La construcción de la subestación Villavencio a 230 kV, la cual, junto con la línea Guavio-Villavencio-Bogotá (a cargo de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EEEB, dentro del Proyecto Guavío), dará un soporte definitivo a la demanda de Villavencio y a la zona occidental de los Llanos.

- Ampliación del sistema de comunicaciones etapa II. Pretende lograr una mayor integración a la red existente, de los servicios de comunicación, supervisión y control requeridos por el Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control operados por ISA. Mediante esta ampliación se permitirá la recolección y transmisión de la información generada en:

El objetivo principal de esta etapa es...

El objetivo principal de esta etapa es...

El objetivo principal de esta etapa es...

El objetivo principal de esta etapa es...

El objetivo principal de esta etapa es...

El objetivo principal de esta etapa es...

El objetivo principal de esta etapa es...

El objetivo principal de esta etapa es...

Las subestaciones que hacen parte del anillo a 230 kV que se cerrará con la construcción de las líneas Betania-Ibagué e Ibagué-La Mesa. Hacen parte de este anillo las líneas La Mesa-Esmeralda, Esmeralda-Yumbo, Yumbo-Popayán y Popayán-Betania.

Subestaciones a 230 kV asociadas a la línea Guavio-Villavicencio.

Con esta ampliación se logrará además la integración con los sistemas de telecomunicaciones y control de la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEEB), CORELCA e ICEL.

Este nuevo plan de transmisión tiene un costo aproximado de US \$90 millones, a precios de diciembre de 1986, sin incluir escalamiento ni gastos financieros. Para la ejecución de este proyecto se emprendieron durante el año de 1988 las siguientes acciones:

- Tramitación ante Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo (FONADE) de los préstamos para la financiación de los diseños.

- Ejecución de los trabajos de diseño complementarios de la línea La Mesa-Ibagué y ejecución parcial de los diseños de las subestaciones La Mesa e Ibagué.

- Concurso de méritos para el diseño de la línea Ibagué-Betania. La Junta Directiva de ISA autorizó adjudicar la primera opción al consorcio ACI-SEDIC con quienes se realizan los ajustes técnicos y económicos pertinentes.

- Contratación por parte de Empresa Antioqueña de Energía (EADE) de los diseños de la línea Cerromatoso-Apartadó. Esta se realizó con el consorcio Mejía Villegas - Consultoría Colombiana.

- Contratación del diseño de la ampliación del sistema de comunicaciones con la Universidad del Cauca.

2.3.4 Gestión ambiental en Líneas de Transmisión y la puesta en

Para prevenir o minimizar el impacto ambiental que produce la construcción de obras de transmisión en el medio, la empresa emprendió un programa de gestión ambiental mediante el cual se evalúa el impacto ambiental en las zonas aledañas al proyecto y se realiza una monitoría durante el desarrollo de la obra.

Actualmente dicha labor se lleva a cabo en las Líneas Bucaramanga-Arauca y Ancón Sur-Esmeralda y más adelante se realizará en las otras obras del refuerzo de transmisión, tales como las Líneas San Carlos-Barrancabermeja y Segundo Circuito de la Línea a 500 KV.

La evaluación del impacto ambiental se desarrolla en forma paralela a las actividades del trazado y replanteo de las líneas y sirve para identificar los conflictos susceptibles de ocurrir entre las actividades de construcción de la línea y el medio ambiente. El plan evalúa además la magnitud, duración e importancia de los conflictos ambientales surgidos como consecuencia de la construcción de la obra e indica las medidas preventivas para reducir estos conflictos.

Se pretende que en un futuro inmediato los estudios ambientales de las líneas se realicen paralelos al diseño. En la Línea Cerromatoso-Urrá-Apartadó el equipo ambiental trabaja en coordinación con el Consorcio Mejía Villegas - Consultoría Colombiana que ejecuta el diseño de la obra.

2.3.5 Centros de control

Teniendo en cuenta la importancia de los Centros de Control para optimizar la operación, comercialización, supervisión y control del suministro eléctrico, se ha optado por implementar uno a nivel nacional, el cual coordinaría la operación óptima de las empresas socias de ISA. Esto se lograría con el apoyo de Centros de Control en cada una de las empresas, y entraría a mejorar la actividad de coordinación que actualmente se realiza por métodos poco automatizados.

Las empresas socias de ISA desarrollan sus proyectos de Centros de Control con miras especialmente a lograr la operación óptima de sus recursos y a controlar y supervisar sus sistemas a niveles de transmisión y distribución de energía primaria.

El estado actual de los proyectos de las empresas socias de ISA es el siguiente:

- CORELCA : En operación.
- EPPM : Se está terminando la puesta en operación.
- EEEB : Se está terminando el montaje y la puesta en operación.
- CVC : Ya fue adjudicada su construcción y se llevaron a cabo las negociaciones finales encontrándose en etapa de construcción.
- ICEL : Se llevó a cabo un estudio preliminar entre 1981 y 1983. Se encuentran detenido en etapa de prefactibilidad.

En el diagrama a continuación se presenta la estructura de control establecida para Colombia.

El estudio de la estructura de la planta de control de la Empresa de Energía de Bogotá (EEEB) se realizó en el mes de febrero de 1983. Se encontró que la estructura de control de la EEEB se organiza en forma de una pirámide, con el Centro de Control Nacional en la cúspide y cinco Centros de Control en la base.

El estudio de la estructura de la planta de control de la Empresa de Energía de Bogotá (EEEB) se realizó en el mes de febrero de 1983. Se encontró que la estructura de control de la EEEB se organiza en forma de una pirámide, con el Centro de Control Nacional en la cúspide y cinco Centros de Control en la base.

2.3.5 Centros de control

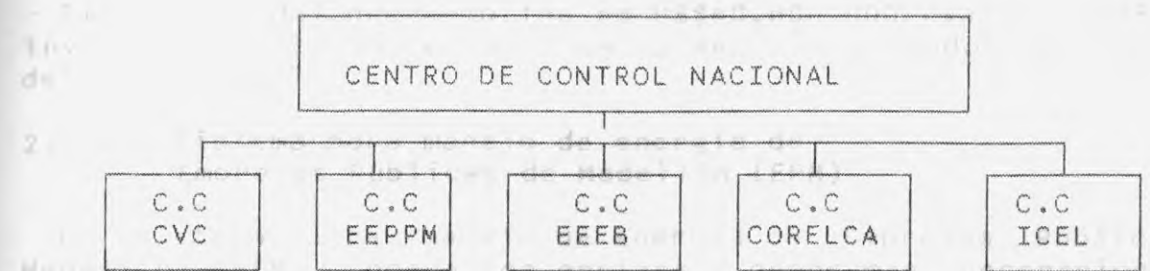
El estudio de la estructura de la planta de control de la Empresa de Energía de Bogotá (EEEB) se realizó en el mes de febrero de 1983. Se encontró que la estructura de control de la EEEB se organiza en forma de una pirámide, con el Centro de Control Nacional en la cúspide y cinco Centros de Control en la base.

El estudio de la estructura de la planta de control de la Empresa de Energía de Bogotá (EEEB) se realizó en el mes de febrero de 1983. Se encontró que la estructura de control de la EEEB se organiza en forma de una pirámide, con el Centro de Control Nacional en la cúspide y cinco Centros de Control en la base.

El estudio de la estructura de la planta de control de la Empresa de Energía de Bogotá (EEEB) se realizó en el mes de febrero de 1983. Se encontró que la estructura de control de la EEEB se organiza en forma de una pirámide, con el Centro de Control Nacional en la cúspide y cinco Centros de Control en la base.

El estudio de la estructura de la planta de control de la Empresa de Energía de Bogotá (EEEB) se realizó en el mes de febrero de 1983. Se encontró que la estructura de control de la EEEB se organiza en forma de una pirámide, con el Centro de Control Nacional en la cúspide y cinco Centros de Control en la base.

El estudio de la estructura de la planta de control de la Empresa de Energía de Bogotá (EEEB) se realizó en el mes de febrero de 1983. Se encontró que la estructura de control de la EEEB se organiza en forma de una pirámide, con el Centro de Control Nacional en la cúspide y cinco Centros de Control en la base.



2.3.5.1 Centro de control Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá -EEEB-

Después de ocho (8) años de intenso trabajo, la EEEB presenta el más sofisticado Centro de Control de Generación, Transmisión y Distribución de Energía de América Latina.

Este moderno Centro es operado a través de computadores y sistemas de alta tecnología, y su objetivo primordial es el de automatizar y centralizar el control del sistema de potencia de Bogotá, además de reducir el tiempo de atención a cualquier falla presentada en el fluido eléctrico de la capital.

Este Centro opera en forma automática subcentrales y plantas de EEEB y coordina con el Centro Nacional de Control lo relacionado con el Sistema de Interconexión Nacional.

El centro de control cuenta, en su moderna sede circular, con cuatro (4) computadores y ocho (8) consolas de operación distribuidas de la siguiente forma: Tres (3) para el Sistema de Alta Tensión y Generación, cuatro (4) para el Sistema de Distribución y una (1) para entrenamiento y demostración.

Las funciones primordiales que se desarrollan en este vital centro son:

- Supervisión y control del Sistema de Alta Tensión (230, 115, 57.5 Kilovoltios): Selección de la información que llega al operador eliminando cualquier posibilidad de confusión, dando como resultado una eficaz y rápida toma de decisiones.
- Supervisión y control del Sistema de Generación: Ajusta la generación de energía eléctrica a la demanda existente, con la debida coordinación del Centro de Control Nacional.

Supervisión y control del Sistema de Distribución: Con base en información recibida por medio del sistema de comunicaciones coordina los planes de operación, tareas de mantenimiento y expansión del Sistema de Distribución de la ciudad.



2.3.2 Centro de control Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá - EEBB

Este moderno centro es operado a través de computadores y sistemas de alta tecnología. Varios sistemas de control de planta de generación y transmisión y el tiempo de reacción a cualquier falla presentada en el fluido eléctrico de la capital.

Este centro opera en forma automática subestaciones y plantas de EEBB y coordina con el Centro Nacional de Control la operación con el Sistema de Interconexión Nacional.

El centro de control cuenta, en su moderna sede circular, con cuatro (4) computadores y ocho (8) consolas de operación distribuidas de la siguiente forma: Tres (3) para el sistema de alta tensión y generación, cuatro (4) para el sistema de distribución y una (1) para entrenamiento y demostración.

Las funciones principales que se desarrollan en este vital centro son:

- Supervisión y control del sistema de Alta Tensión (230, 115, 57.5 Kilovoltios); selección de la información que llega al operador, eliminando cualquier posibilidad de confusión, dando como resultado una eficaz y rápida toma de decisiones.

- Supervisión y control del sistema de generación. Ajusta la generación de energía eléctrica a la demanda existente, con la debida coordinación del Centro de Control Nacional.

Con supervisión y control del sistema de distribución con base en información recibida por medio del sistema de comunicaciones, coordina los planes de operación, tareas de mantenimiento y expansión del sistema de distribución de la ciudad.

El costo del proyecto fue de US\$40.000.000 (valor 1988). Se invirtieron recursos propios de la empresa y fondos provenientes del Banco Mundial.

2.3.5.2 Sistema para manejo de energía de Empresas Públicas de Medellín (EPM)

El sistema para manejo de energía de Empresas Públicas de Medellín (EPM), posee los equipos y programas necesarios para tomar información de subestaciones y plantas de generación y presentarla en forma adecuada al coordinador de la operación a nivel generación, transmisión, a fin de que éste pueda influir en la operación, tomar las medidas correctivas necesarias, estar enterado a tiempo real del estado del Sistema de Generación y Transmisión y obtener los reportes estadísticos para posterior estudio del comportamiento del sistema, tanto en situaciones normales como anormales o de emergencia. El sistema para manejo de energía de EPM trabajará en forma integrada con el Centro de Control de la Interconexión Nacional (ISA), intercambiando la información necesaria y las señales para ayudar a la regulación de la frecuencia en el sistema interconectado.

2.3.5.3 Proyecto Centro de Control ICEL

Las directivas del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL vieron la gran necesidad de dar impulso al Proyecto de Centro de Control y crearon la Sección de Centro de Control, dependiente de la Subdirección Operativa, la cual ha llevado a cabo estudios y evaluaciones preliminares tendientes a poner en ejecución este proyecto lo más pronto posible.

El sistema de manejo de energía es manual, que corresponde a un nivel de desarrollo tecnológico de la pasada generación, basado en la experiencia de los operadores y en unos enlaces telefónicos.

El ICEL dispone de cuatro (4) Centros de Control Manuales para las zonas del NORDESTE, CHEC, CEDELCA-CEDENAR Y TOLIMA-HUILA.

De la revisión del sistema ICEL se ha concluido que se podrían implementar diferentes estructuras jerárquicas de control, las cuales están en etapa de estudio.

2.4 OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

En el cuadro 1.9 se resumen las principales cifras sobre la evolución del Sistema Eléctrico Colombiano en los dos últimos años. La capacidad instalada nacional de generación ascendía a 8.793 MW, al finalizar 1988, distribuída 76%/24% entre plantas hidráulicas y plantas térmicas. Con respecto a 1987 hubo un aumento de 4.5% en la capacidad de generación, correspondiente a

El sistema para manejo de energía de las Empresas Públicas de Medellín (EPM)

3.1.1 Sistema para manejo de energía de las Empresas Públicas de Medellín (EPM)

El sistema para manejo de energía de las Empresas Públicas de Medellín (EPM) tiene como objetivo garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios de forma segura y económica. El sistema opera en un nivel de tensión de 110 kV y cuenta con una capacidad instalada de 1.200 MW. El sistema está dividido en tres zonas de operación: Zona Norte, Zona Centro y Zona Sur. El sistema opera en un nivel de tensión de 110 kV y cuenta con una capacidad instalada de 1.200 MW. El sistema está dividido en tres zonas de operación: Zona Norte, Zona Centro y Zona Sur.

3.1.2 Proyecto Centro de Control ICEL

Las actividades del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) en el proyecto de Centro de Control y Operación de la Subestación Operativa, la cual se llevó a cabo en el año 1987. El proyecto consistió en la implementación de un sistema de control y operación de la subestación operativa, lo cual se llevó a cabo en el año 1987. El proyecto consistió en la implementación de un sistema de control y operación de la subestación operativa, lo cual se llevó a cabo en el año 1987.

El sistema de manejo de energía es manual, que corresponde a un nivel de desarrollo tecnológico de la pasada generación, basado en la experiencia de los operadores y en unos enlaces telefónicos.

El ICEL dispone de cuatro (4) Centros de Control Manuales para las zonas del NOROCCIDENTE, CEC, CEBELCA-CEDENAR y TOCIMA-HUILA.

La revisión del sistema ICEL se ha concluido que se podrán implementar diferentes estructuras jerárquicas de control, las cuales están en etapa de estudio.

3.2 OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

En el cuadro 1.9 se resumen las principales cifras sobre la evolución del Sistema Eléctrico Colombiano en los dos últimos años. La capacidad instalada de generación ascendió a 8.197 MW, al finalizar 1988, distribuida en 187/242 plantas hidráulicas y plantas térmicas. Con respecto a 1987 hubo un aumento de 1,2% en la capacidad de generación, correspondiente a

la entrada en operación comercial de la unidad 2 de Calderas (ISA), con 11 MW, la Central Jaguas (ISA) con 170 MW y la Central Playas (EPM) con 201 MW.

La capacidad de regulación hidráulica del sistema agregado se incrementó en 228 millones de metros cúbicos, por la entrada en operación de los embalses de las nuevas centrales.

La operación del sistema interconectado se caracterizó por un intenso verano a principios del año, con caudales reales inferiores a los promedios históricos y por un fuerte invierno en la segunda parte del año con caudales superiores en 20% a los promedios históricos, exceptuando los ríos que alimentan los embalses de la sabana de Bogotá. Las reservas en los embalses descendieron hasta el 23.9% de su capacidad a finales del verano y se recuperaron en el invierno, terminando el año en un nivel del 23%.

La operación del sistema y el suministro de energía se llevaron a cabo siguiendo los criterios de mínimo costo y de operación integrada óptima, dentro de rangos normales de seguridad y calidad.

Una disminución del 10% en la disponibilidad de generación del sistema CORELCA y algunos problemas en la Línea de Interconexión Nacional a 500 KV, determinaron fuertes racionamientos en la región Atlántica a finales del mes de octubre. Por esa misma época algunos inconvenientes en los sistemas de transmisión y distribución afectaron el suministro normal hacia el suroccidente del país, por lo cual hubo necesidad de acudir a medidas de emergencia para un rápido restablecimiento del servicio.

La energía generada ascendió a 30.787 GWH, con un incremento de 5.3% con respecto a 1987. Los mayores crecimientos porcentuales se presentaron en generación térmica, con 6.7% de aumento. El fuerte verano a comienzos del año obligó a la utilización máxima de la capacidad térmica. En la parte hídrica fue notable el aumento de generación en los sistemas de CVC, Tolima y Betanía, en donde se aprovecharon al máximo los excedentes de caudal no regulable. En el gráfico 1.2 se resume el crecimiento histórico de la generación de energía en el Sistema Eléctrico Colombiano.

Tomando en cuenta los intercambios de energía, especialmente con la empresa CADAFE de Venezuela, la energía disponible ascendió a 31.148 GWH, con un crecimiento de 5.6% respecto a 1987.

La energía generada ascendió a 10.787 GWh, con un incremento de 2.3% con respecto a 1987. Los mayores crecimientos porcentuales se presentaron en generación térmica, con 8.1% de aumento. El fuerte vertido a comienzos del año debido a la utilización máxima de la capacidad térmica. En la parte hídrica, fue notable el aumento de generación en los sistemas de EVC, Tojima y Betania, en donde se aprovecharon al máximo los excedentes de caudal no regulables. En el gráfico 1.2 se resume el crecimiento histórico de la generación de energía en el sistema eléctrico colombiano.

La operación del sistema y el suministro de energía se llevaron a cabo siguiendo los criterios de mínimo costo y de operación en el grado óptimo dentro de los límites normales de seguridad y calidad.

Las dificultades del 1987 en la disponibilidad de generación del sistema CORTEC y algunos problemas en la línea de interconexión nacional a 200 KV, determinaron fuertes padecimientos en la región Atlántica a finales del mes de octubre. Por esa misma época algunos inconvenientes en los sistemas de transmisión y distribución elevaron el suministro normal hacia el occidente del país, por lo cual pudo necesitarse acudir a medidas de emergencia para un rápido restablecimiento del servicio.

La operación del sistema y el suministro de energía se llevaron a cabo siguiendo los criterios de mínimo costo y de operación en el grado óptimo dentro de los límites normales de seguridad y calidad.

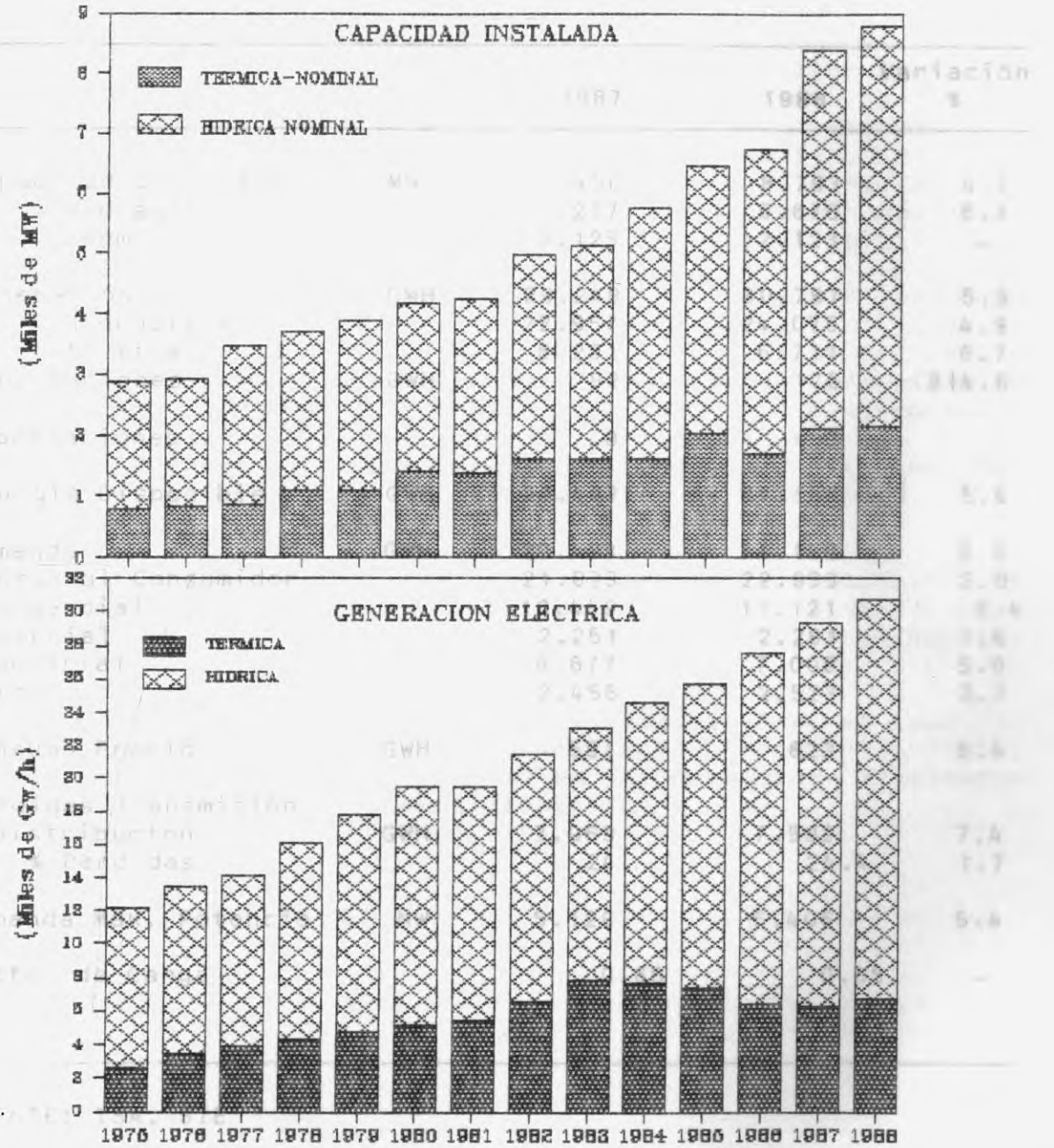
Las dificultades del 1987 en la disponibilidad de generación del sistema CORTEC y algunos problemas en la línea de interconexión nacional a 200 KV, determinaron fuertes padecimientos en la región Atlántica a finales del mes de octubre. Por esa misma época algunos inconvenientes en los sistemas de transmisión y distribución elevaron el suministro normal hacia el occidente del país, por lo cual pudo necesitarse acudir a medidas de emergencia para un rápido restablecimiento del servicio.

La energía generada ascendió a 10.787 GWh, con un incremento de 2.3% con respecto a 1987. Los mayores crecimientos porcentuales se presentaron en generación térmica, con 8.1% de aumento. El fuerte vertido a comienzos del año debido a la utilización máxima de la capacidad térmica. En la parte hídrica, fue notable el aumento de generación en los sistemas de EVC, Tojima y Betania, en donde se aprovecharon al máximo los excedentes de caudal no regulables. En el gráfico 1.2 se resume el crecimiento histórico de la generación de energía en el sistema eléctrico colombiano.

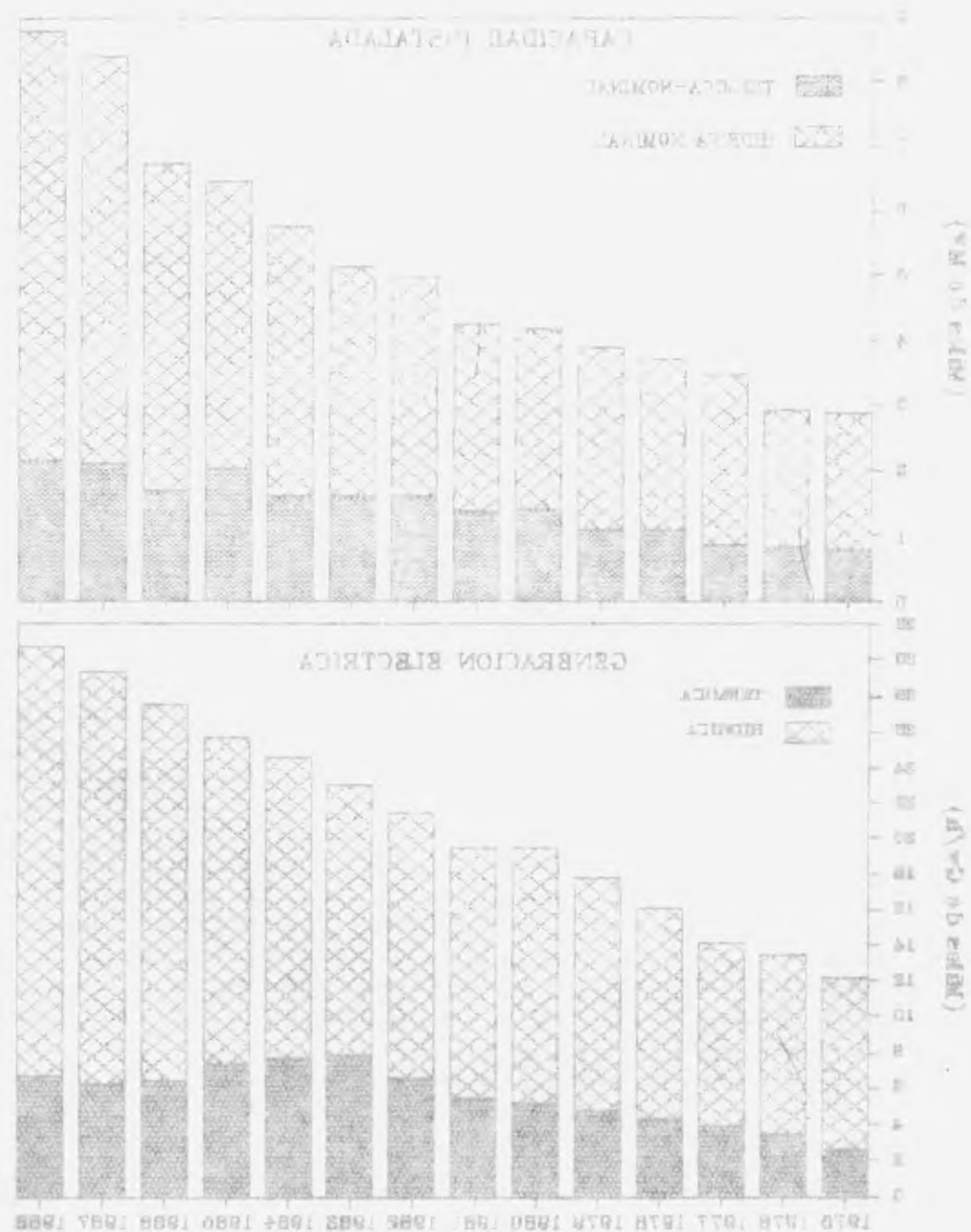
La operación del sistema y el suministro de energía se llevaron a cabo siguiendo los criterios de mínimo costo y de operación en el grado óptimo dentro de los límites normales de seguridad y calidad.

Gráfico No. 1.2

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



CUADRO 1.9
SUMINISTRO Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

		1987	1988	Variación %
Capacidad Instalada	MW	8.400	8.793	4.7
- Hidráulica		6.277	6.670	6.3
- Térmica		2.123	2.123	-
Generación Total	GWH	29.248	30.787	5.3
- Hidráulica		22.957	24.076	4.9
- Térmica		6.291	6.711	6.7
Importaciones	GWH	82	176	214.6
Exportaciones		0	0	
Energía Disponible	GWH	29.493	31.148	5.6
Demanda	GWH	29.493	31.148	5.6
Ventas al Consumidor		21.833	22.933	5.0
Residencial		10.449	11.121	6.4
Comercial		2.251	2.281	1.4
Industrial		6.677	7.008	5.0
Otros		2.456	2.523	2.7
Consumo Propio	GWH	591	623	5.4
Pérdidas Transmisión y Distribución	GWH	7.069	7.592	7.4
% Pérdidas		24	24.4	1.7
Demanda Max. Potencia	MW	5.128	5.406	5.4
Factor de Carga		0.65	0.65	-

FUENTE: ISA, SIE

CUADRO 1.2
SUMINISTRO Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Variación %	1988	1987		
4.7	2.722	2.604	WM	Generación Hidroeléctrica
5.8	2.070	1.971		- Hidroeléctrica
-	1.181	1.127		- Térmica
2.2	20.787	20.248	GWH	Generación Total
0.3	20.078	19.887		- Hidroeléctrica
0.1	2.311	2.361		- Térmica
214.8	1.8	0.7	GWH	Importaciones
	0	0		Exportaciones
2.8	31.148	29.881	GWH	Energía Disponible
2.8	31.148	29.881	GWH	Demanda
2.0	32.937	31.831		Ventas al Consumidor
6.4	11.151	10.461		Residencial
1.4	2.581	2.501		Comercial
2.0	7.008	6.571		Industrial
2.7	2.253	2.450		Otros
2.4	823	891	GWH	Consumo Propio
1.4	7.263	7.088	GWH	Pérdidas Transmisión y Distribución
1.7	24.4	24		% Pérdidas
2.4	2.408	2.158	WM	Demanda Máx. Potencia
-	0.82	0.82		Factor de Carga

FUENTE: ISA, SIE

2.5 SISTEMA DE CALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico, mediante el Comité de Estímulo a la Industria Nacional, está desarrollando un sistema de calidad que, entre otros propósitos, tiene el de dotar a las electrificadoras y empresas suministradoras de energía de criterios unificados y sistemas de gestión que garanticen la calidad de los bienes de producción nacional o extranjera que adquieren y por ende una mayor confiabilidad para el usuario del servicio. Para este efecto, la Financiera Eléctrica Nacional FEN, ha aportado al sector, durante 1988 y 1989 una suma cercana a los \$22.0 millones de pesos, la cual, si bien no se recuperará directamente, permitirá mejorar la eficiencia de las empresas con los consiguientes beneficios para los usuarios y para el país.

Dentro de este enfoque el sector está desarrollando un proceso de unificación de especificaciones técnicas, con el objeto de que todas las empresas utilicen elementos y materiales con iguales características técnicas y elaborados con una calidad apropiada y uniforme, de tal manera que los fabricantes puedan mejorar la eficiencia de sus procesos al tener que producir mayores volúmenes de elementos iguales, con igual nivel de calidad.

Estas actividades están siendo realizadas por el Subcomité de Unificación y Normalización que coordina la División de Producción Nacional de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.

Este sistema es apoyado por las actividades técnicas que se desarrollaron con cooperación Italiana, representada por ANSALDO, principalmente en el área de control de los productos utilizados en la distribución y transmisión eléctrica.

EVOLUCIÓN DE LA POLÍTICA PETROLERA

La política petrolera en Colombia se ha desarrollado en un contexto de cambios profundos en la estructura económica y social del país. Desde la década de los sesenta, el sector petrolero ha experimentado un crecimiento sostenido, impulsado por la explotación de nuevos campos y la expansión de la capacidad de refinación. Este proceso ha sido acompañado por la creación de nuevas empresas y la consolidación de las existentes, lo que ha permitido mejorar la eficiencia y reducir los costos de producción. Sin embargo, también se han enfrentado desafíos como la volatilidad de los precios internacionales del petróleo y la necesidad de diversificar la matriz energética del país para garantizar la seguridad energética a largo plazo.

CAPITULO III

REALIZACIONES EN MATERIA DE PETROLEO Y GAS NATURAL

La política petrolera de Colombia durante la administración del presidente Barco se ha orientado al logro de dos objetivos fundamentales, determinados por el más amplio marco de referencia de todo el sector energético:

Mantener la autosuficiencia en el sector de hidrocarburos y generar excedentes para exportación hasta más allá del año 2000. Para tal efecto se planeó adelantar un agresivo programa de exploración en busca de nuevas estructuras geológicas con yacimientos comercialmente explotables.

Proveer las necesidades energéticas básicas de la población dentro de una orientación de economía social. Se trata de abaratar al máximo la canasta energética de las clases menos favorecidas. Para tal fin, es necesario proporcionarles los combustibles más apropiados, teniendo en cuenta la disponibilidad de cada uno de ellos y su costo de oportunidad.

Dentro de este ambiente se ha venido intensificando el consumo de gas natural en sus usos residencial, comercial, industrial y de transporte, permitiendo la exportación de otros combustibles, el ahorro de importaciones y el desplazamiento del gas propano (GLP) hacia regiones y estratos más necesitados. Igualmente, se ha diseñado una política de precios de combustibles que permita sustituciones para un consumo más racional. Finalmente, se ha implementado una serie de programas y acciones tendientes a prestar ayuda en los planes de desarrollo del Gobierno y a colaborar con las comunidades más necesitadas.

3.1 EVOLUCION DE LA POLITICA PETROLERA

Para asegurar la autosuficiencia en materia de hidrocarburos y generar excedentes para exportación, es necesario contar con una permanente actividad exploratoria, tanto en forma directa por parte de nuestra empresa estatal ECOPETROL, como a través de la asociación con las empresas privadas nacionales y extranjeras, lo cual exige que el país cuente con un clima propicio para la vinculación de los capitales a la industria petrolera. Debemos ser conscientes de que la nación no dispone de suficientes recursos económicos para adelantar por sí sola la exploración petrolera que se requiere y en la cual estamos empeñados; de ahí que recurramos a los contratos de asociación con empresas privadas. Por lo demás, dado el alto riesgo que conlleva la actividad de exploración petrolera, tampoco sería conveniente que el país dedicara sus limitados recursos a la misma. Los contratos

El sistema de calidad del sector eléctrico...

El objetivo de esta estrategia...

Estas actividades están siendo realizadas por el subcomité de...

Este sistema se apoya en las actividades técnicas que se...

EVOLUCION DE LA POLITICA PETROLERA

La política petrolera en Colombia...

El petróleo en Colombia...

La explotación petrolera...

Dentro de este ámbito se ha venido intensificando el consumo de gas natural en sus usos residencial, comercial, industrial y de transporte...

EVOLUCION DE LA POLITICA PETROLERA

Para asegurar la autosuficiencia en materia de requerimientos y general excedentes para exportación...

de asociación son una forma muy eficiente de solucionar esta importante dificultad.

Más adelante se presentan los avances de contratación e inversiones en exploración. Antes de ello conviene hacer un breve recuento de los antecedentes y evolución de la política petrolera en los últimos 15 años.

Colombia fue un país exportador de petróleo hasta mediados de los años 70, cuando la disminución en la actividad exploratoria y de desarrollo lo convirtió en importador de este recurso (Ver Gráfico 2.1), justamente en un momento en que los precios estaban en ascenso como consecuencia de la primera crisis petrolera en el año 1973.

Desde comienzos de los años 70 el país veía declinar la producción de sus yacimientos de petróleo a una tasa acelerada y la exploración era mínima. Ante esta perspectiva en 1974 se expide el ya muy conocido Decreto 2310, por el cual se terminó con el régimen de concesiones que operaba en el país desde el inicio de la actividad petrolera seis décadas atrás.

A partir de 1974 ECOPETROL tomó la responsabilidad de la exploración y explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional, bien en forma directa o por medio de contratos de Asociación, de Operación, de Servicios o de otra naturaleza.

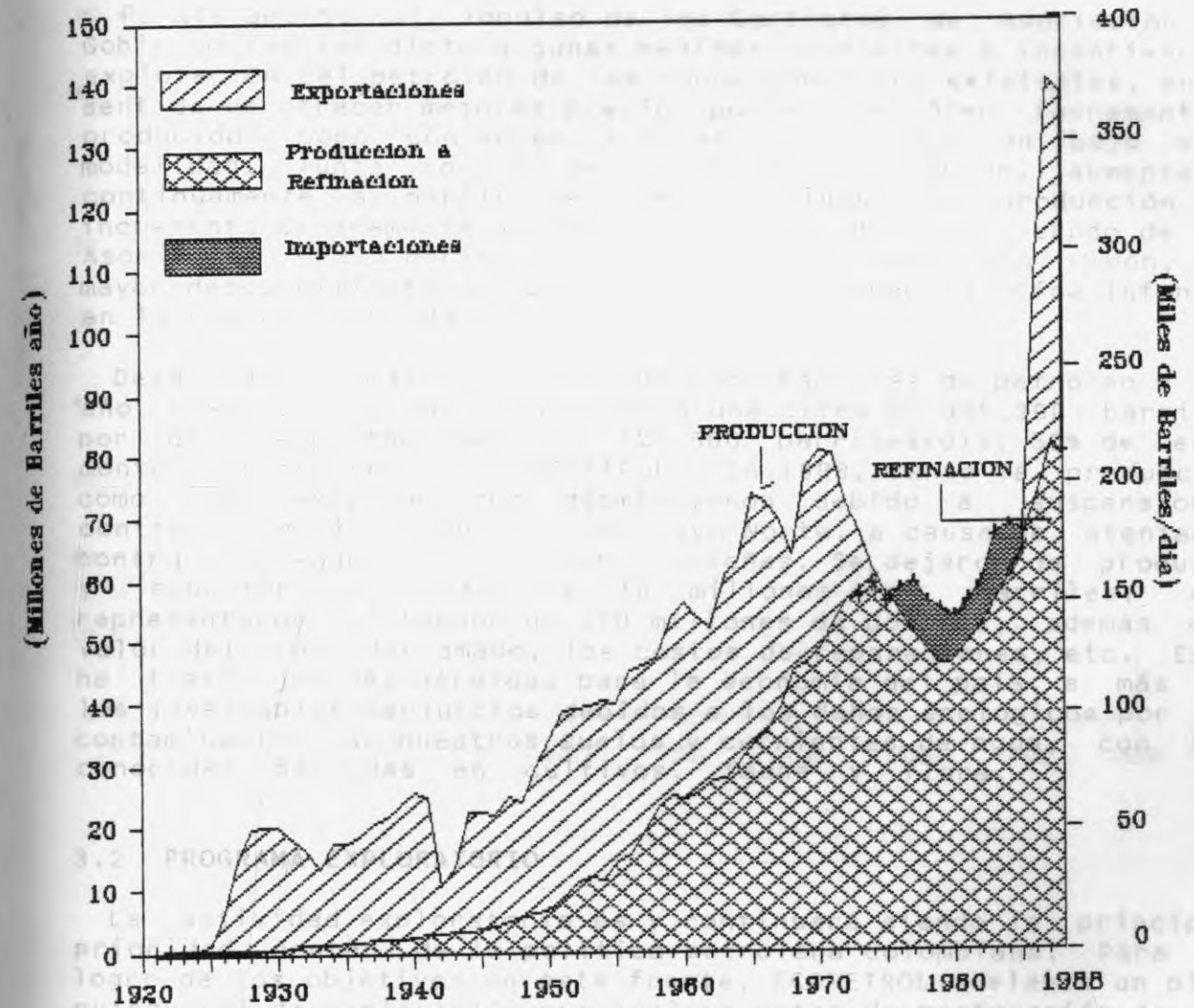
En agosto de 1988 se llevó a cabo la reversión de la concesión El Difícil operada por la Empresa Antex. La operación de esta concesión pasó a manos de ECOPETROL, incluyendo la planta de gas en sus dos secciones, la primera localizada en el campo El Difícil y la segunda en la población de Plato, Magdalena.

Otras concesiones que revirtieron al Estado en el transcurso del presente gobierno fueron las de Palagua, en noviembre de 1986, Ermitaño en junio de 1987 y Cantagallo en diciembre de 1987, todas ellas localizadas en el Valle Medio del Magdalena.

Desde la eliminación de la figura de la concesión para nuevos contratos, el Gobierno Nacional ha sabido enfrentar sus nuevas responsabilidades. Se diseñó y se estructuró un modelo de Contrato de Asociación entre la Empresa Inversionista (Asociada) y la Empresa Estatal, el que según conceptos de expertos en estas materias ha sido considerado muy acertado y equilibrado para la industria petrolera, por las cuantiosas inversiones de riesgo que

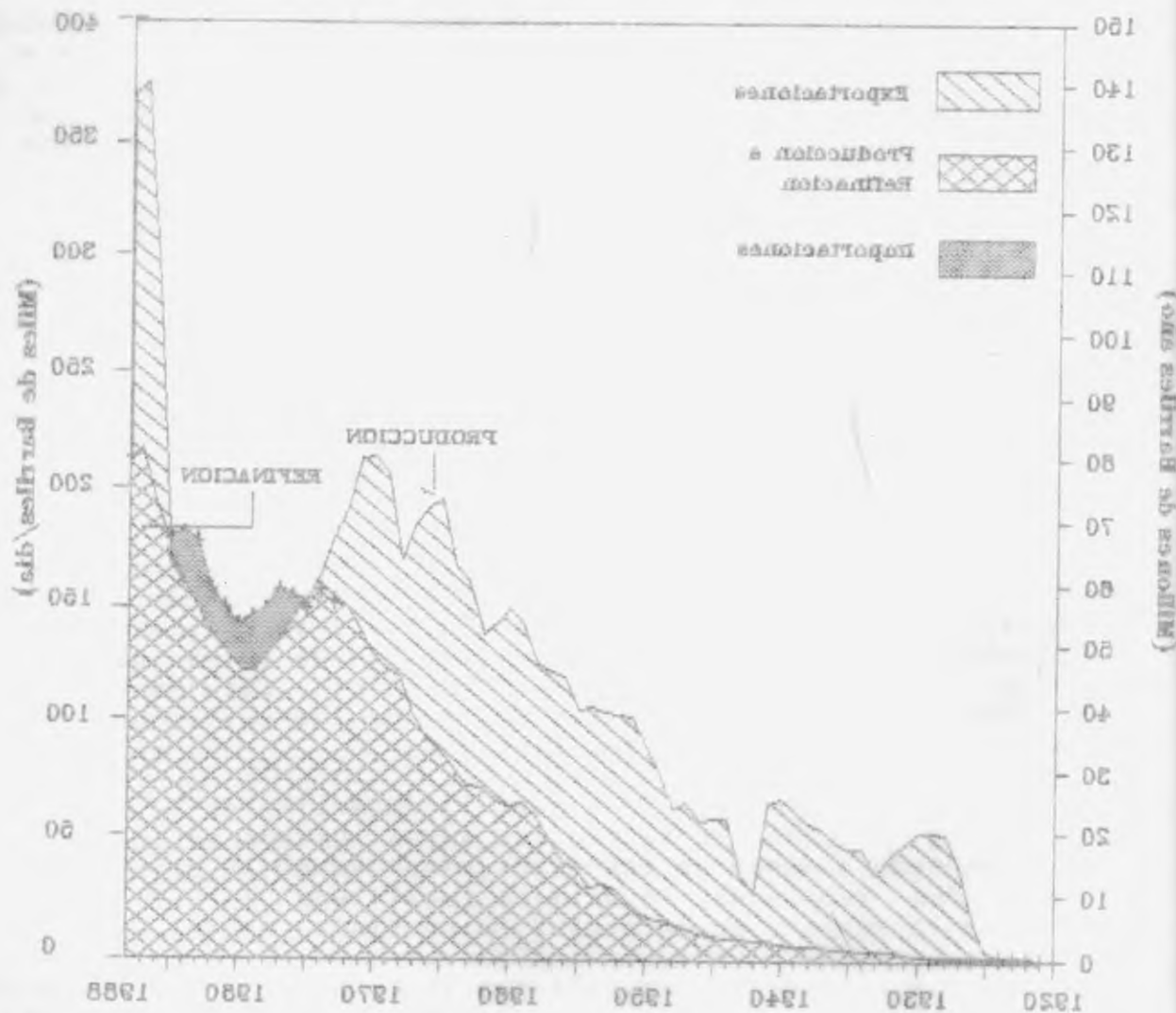
Grafico No. 2.1

COLOMBIA
SUMINISTRO Y DEMANDA DE PETROLEO



peti

COLOMBIA
SUMINISTRO Y DEMANDA DE PETRÓLEO



1988

se requieren. Prueba de ello son los resultados obtenidos en la exploración y explotación de petróleo y gas natural. Tomó alrededor de 5 años la consolidación del Régimen de Asociación y por eso sus resultados comenzaron a mostrarse sólo después de 1979, año en el cual el país tuvo la producción más baja de petróleo crudo en toda su historia, con un promedio diario de 123.400 barriles. Se adoptaron otras normas complementarias, como la de fijar precios internacionales y unificar la tasa de cambio, para liquidación de compras de petróleo proveniente de asociación con destino a la refinación interna.

Paralelamente al impulso de los Contratos de Asociación el Gobierno también dictó algunas medidas tendientes a incentivar la explotación del petróleo de las concesiones aún existentes, en el sentido de ofrecer mejores precios por el "petróleo incremental" producido. Como consecuencia de ello la producción bajo esta modalidad, junto con la del crudo de asociación, aumentaron continuamente a partir de 1980. En 1986, la producción se incrementa bruscamente debido a la entrada del nuevo crudo de la Asociación Cravo Norte, proveniente de su campo Caño Limón, el mayor descubrimiento del país después del campo La Cira-Infantas en la Concesión De Mares.

Desde 1986 el país reinició sus exportaciones de petróleo y un año después la producción alcanzó una cifra de 385.300 barriles por día y exportaciones de 145.500 barriles/día; 50% de este monto correspondió a ECOPETROL. En 1988, tanto la producción como las exportaciones disminuyeron debido a suspensiones continuas en la producción de Cravo Norte, a causa de atentados contra el Oleoducto Caño Limón - Coveñas. Se dejaron de producir y exportar alrededor de 18 millones de barriles, que representaron alrededor de 270 millones de dólares, además del valor del crudo derramado, los costos de reparaciones, etc. Esto ha traído grandes pérdidas para la economía del país, a más de los invaluable perjuicios debidos a los daños ecológicos por la contaminación de nuestros suelos y corrientes de agua, con las conocidas pérdidas en cultivos, fauna y flora.

3.2 PROGRAMA EXPLORATORIO

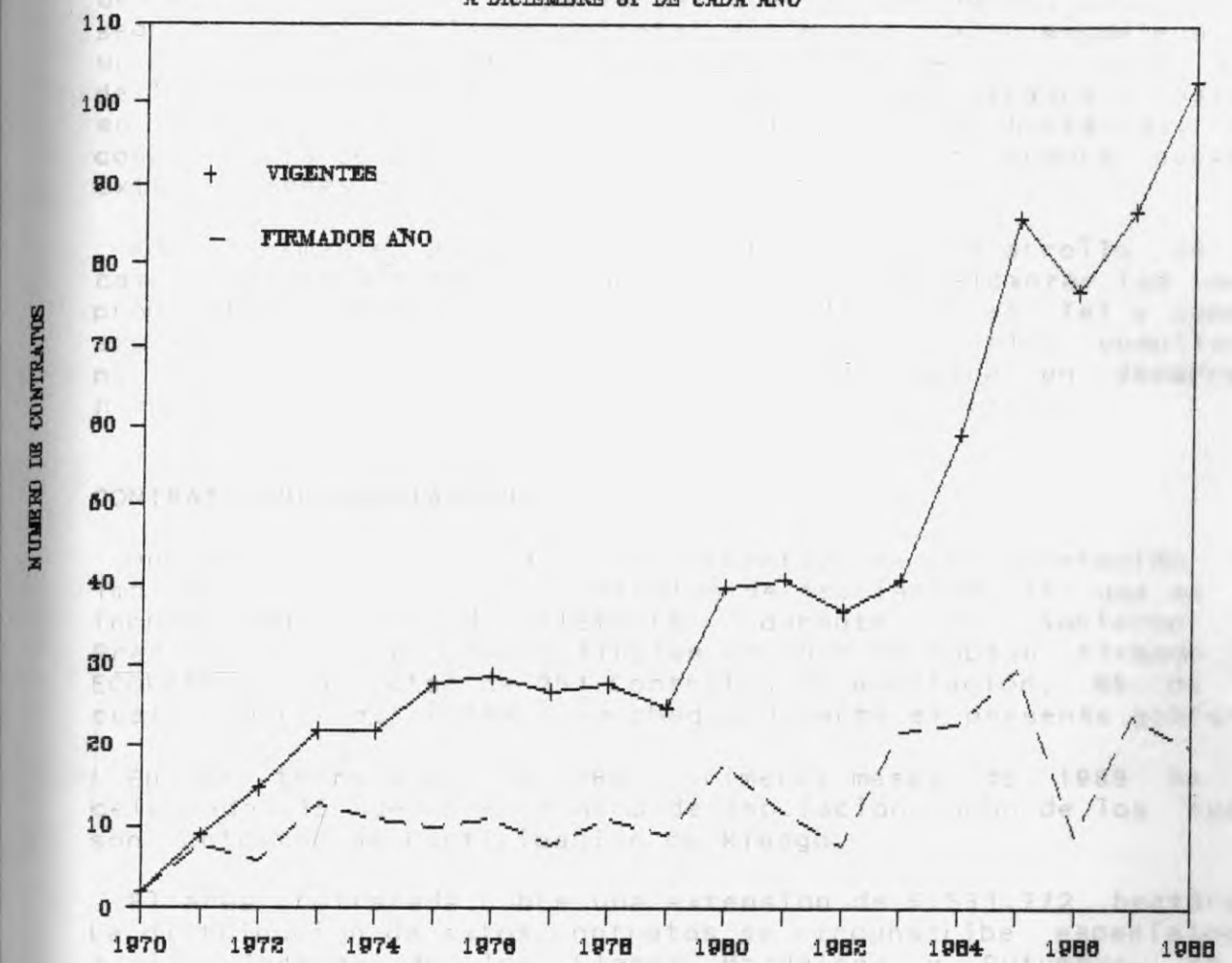
La actividad exploratoria es y continuará siendo la principal prioridad dentro de la política petrolera colombiana. Para el logro de los objetivos en este frente, ECOPETROL adelanta un plan quinquenal de exploración que incluye metas de perforación de 23 pozos por año y el desarrollo de una intensa programación sismográfica. Esta actividad se complementa con la inversión de compañías privadas, a través de contratos de asociación tradicionales y de los nuevos contratos de riesgo compartido.

Se considera que para una situación favorable de reservas con los dos tipos de contratos se requieren 35 a 40 pozos exploratorios por año. La participación de la inversión nacional se sustenta en los recursos generados por el Fondo de Exploración, fortalecido por este Gobierno.

Grafico 2.2

HISTORIA CONTRATOS ASOCIACION

A DICIEMBRE 31 DE CADA AÑO



CANABOC

La actividad exploratoria es y continuará siendo la principal prioridad dentro de la política petrolera-comercial. Para el logro de los objetivos en este frente, ECOPETROL abilita un plan quinquenal de exploración que incluye metas de perforación de 23 pozos por año y el desarrollo de una intensa programación sísmográfica. Esta actividad se complementa con la inversión de compañías privadas a través de contratos de asociación tradicionales y de las nuevas formas de grupo compartido.

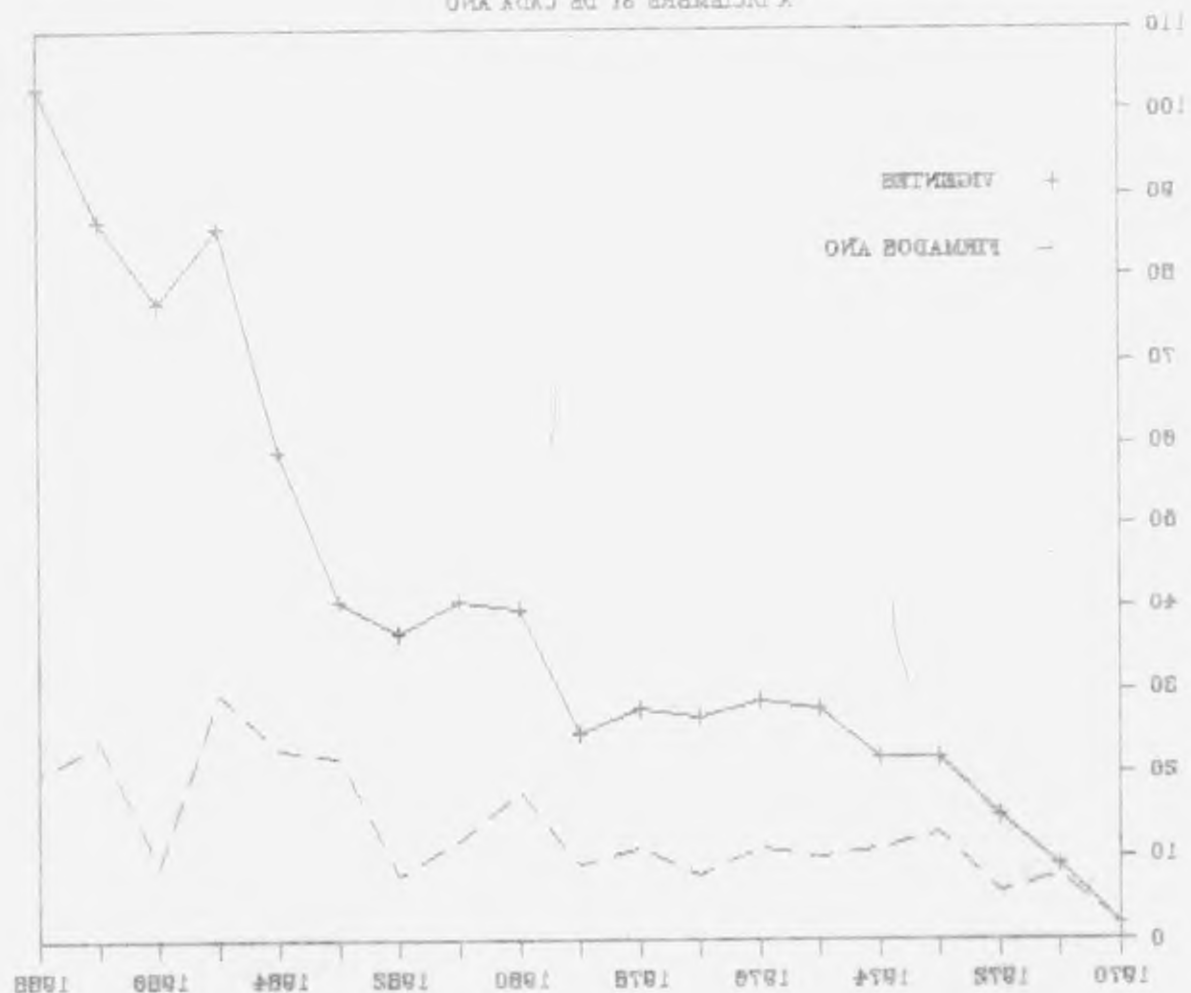
PROGRAMA EXPLORATORIO

Se considera que para una situación favorable de reservas con los dos tipos de contratos se requieren 35 a 40 pozos exploratorios por año. La participación de la inversión nacional se concentra en los recursos asignados por el fondo de exploración otorgado por este gobierno.

La actividad exploratoria es y continuará siendo la principal prioridad dentro de la política petrolera-comercial. Para el logro de los objetivos en este frente, ECOPETROL abilita un plan quinquenal de exploración que incluye metas de perforación de 23 pozos por año y el desarrollo de una intensa programación sísmográfica. Esta actividad se complementa con la inversión de compañías privadas a través de contratos de asociación tradicionales y de las nuevas formas de grupo compartido.

Gráfico 3.3
HISTORIA CONTRATOS ASOCIACION

A DICIEMBRE 31 DE CADA AÑO



CANASOC

Además de la labor realizada directamente por ECOPETROL y la que se lleva a cabo a través de los Contratos de Asociación, se cuenta también con la modalidad de Contratos de Evaluación. El primero de estos contratos cubre la Cuenca Amazónica, en un área aproximada de 30 millones de hectáreas y comprende las Comisariías del Amazonas, Vaupés y parte del Guanía, Guaviare y Caquetá. El segundo, cubre el flanco oriental del Medio y Alto Magdalena, en un área de millón y medio de hectáreas, y el tercero, cubre áreas de los Santanderes, Boyacá, Cundinamarca, Meta, Arauca y Casanare en una extensión de más de tres millones de hectáreas. Como consecuencia de estas evaluaciones, se espera incorporar nuevas y extensas áreas para contratación en asociación.

Adicionalmente se requiere adelantar el desarrollo de los campos que se van descubriendo, con el fin de alcanzar las metas propuestas de producción y exportación de petróleo. Tal y como se explica a continuación estos programas se han venido cumpliendo, no obstante las dificultades enfrentadas para un desarrollo normal de las actividades de exploración y producción.

CONTRATOS DE ASOCIACION

EXPLORACION GEOFISICA
Durante la década de los ochenta, se ha mantenido una importante actividad en Contratos de Asociación, los que se han incrementado considerablemente durante el Gobierno del Presidente Barco. Hasta finales de 1988 se habían firmado con ECOPETROL un total de 251 Contratos de Asociación, 65 de los cuales fueron suscritos y aprobados durante el presente gobierno.

En el transcurso de 1988 y primeros meses de 1989 se han celebrado 35 nuevos Contratos de Asociación, ocho de los cuales son Contratos de Participación de Riesgo.

El área contratada cubre una extensión de 6.531.772 hectáreas. La distribución de estos contratos se circunscribe especialmente a las Cuencas de los Llanos, Magdalena y Putumayo. En el Magdalena sobresalen los celebrados en el Valle inferior por sus altas posibilidades de encontrar yacimientos gasíferos que permitan incrementar las reservas ya conocidas, para prestar así un mayor respaldo al Programa de Gas para el Cambio.

Sobresalen, por su importancia para el futuro de la actividad exploratoria en el país, los ^{de}contratos suscritos con Occidental de Colombia, Inc., y Texas Petroleum Company en la Cuenca del Pacífico y Urabá, que ~~conllevar~~ ^{aportan} una reactivación de la prospección por parte de las compañías transnacionales en áreas cuya exploración se había reducido notoriamente.

De acuerdo con lo anteriormente descrito, se relievaa el interés que han mostrado las compañías exploradoras hacia la contratación mediante la nueva modalidad del riesgo compartido, en tal forma que a la fecha más de 1.110.437 hectáreas en 16 contratos se están explorando bajo esta modalidad, después de sólo dos años de estar en vigencia. El nuevo sistema incrementa

El contrato de asociación de riesgo es un instrumento jurídico que permite a la industria petrolera asociarse con el Estado para la explotación de yacimientos petrolíferos. Este tipo de contrato se caracteriza por la participación equitativa de los riesgos y beneficios de la explotación, así como por la transferencia de la propiedad de los recursos naturales al Estado.

El contrato de asociación de riesgo es un instrumento jurídico que permite a la industria petrolera asociarse con el Estado para la explotación de yacimientos petrolíferos. Este tipo de contrato se caracteriza por la participación equitativa de los riesgos y beneficios de la explotación, así como por la transferencia de la propiedad de los recursos naturales al Estado.

CONTRATOS DE ASOCIACION

El contrato de asociación de riesgo es un instrumento jurídico que permite a la industria petrolera asociarse con el Estado para la explotación de yacimientos petrolíferos. Este tipo de contrato se caracteriza por la participación equitativa de los riesgos y beneficios de la explotación, así como por la transferencia de la propiedad de los recursos naturales al Estado.

El contrato de asociación de riesgo es un instrumento jurídico que permite a la industria petrolera asociarse con el Estado para la explotación de yacimientos petrolíferos. Este tipo de contrato se caracteriza por la participación equitativa de los riesgos y beneficios de la explotación, así como por la transferencia de la propiedad de los recursos naturales al Estado.

El contrato de asociación de riesgo es un instrumento jurídico que permite a la industria petrolera asociarse con el Estado para la explotación de yacimientos petrolíferos. Este tipo de contrato se caracteriza por la participación equitativa de los riesgos y beneficios de la explotación, así como por la transferencia de la propiedad de los recursos naturales al Estado.

El contrato de asociación de riesgo es un instrumento jurídico que permite a la industria petrolera asociarse con el Estado para la explotación de yacimientos petrolíferos. Este tipo de contrato se caracteriza por la participación equitativa de los riesgos y beneficios de la explotación, así como por la transferencia de la propiedad de los recursos naturales al Estado.

El contrato de asociación de riesgo es un instrumento jurídico que permite a la industria petrolera asociarse con el Estado para la explotación de yacimientos petrolíferos. Este tipo de contrato se caracteriza por la participación equitativa de los riesgos y beneficios de la explotación, así como por la transferencia de la propiedad de los recursos naturales al Estado.

Te que!
En la explotación y producción

la participación estatal si se le compara con el Contrato de Asociación tradicional, e incentiva, al mismo tiempo, la Inversión de Capital Privado.

La distribución de los contratos firmados entre ECOPETROL y las empresas asociadas, vigentes a la fecha, es como sigue:

Asociación		88
- En Exploración	74	
- En Explotación	14	
Participación de Riesgo		11
Evaluación Técnica Especial		3
TOTAL		103



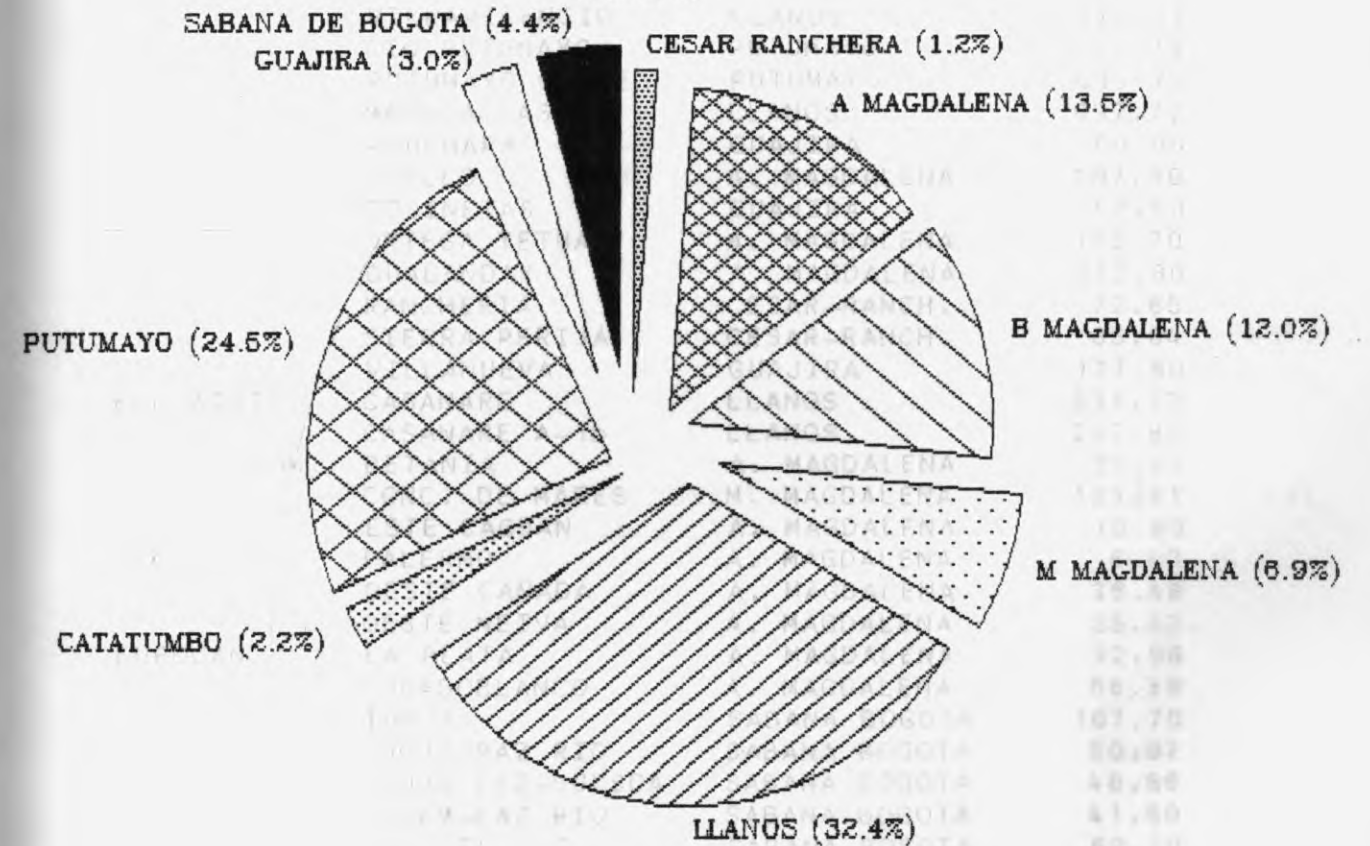
Paralelamente con la contratación de áreas durante los dos últimos años, la exploración geofísica ha tenido un gran incremento con relación a los años anteriores, de tal manera que durante 1988 se levantaron 13.746 kilómetros de líneas sísmicas, de los cuales ECOPETROL realizó directamente el 45%. (Cuadro 2.1)

Grafico No. 2.3

mal ubicado este campo

SISMICA TOTAL POR CUENCAS

1988



EXPLORACION GEOSISMICA

El presente informe describe los resultados de la exploración geosísmica realizada en el año 1988 en las cuencas de Sabana de Bogotá, Guajira, Cesar Ranchera, A Magdalena, B Magdalena, M Magdalena, Putumayo y Llanos. Los datos se refieren a la actividad sísmica registrada durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 1988.

SISMICA TOTAL POR CUENCAS

1988

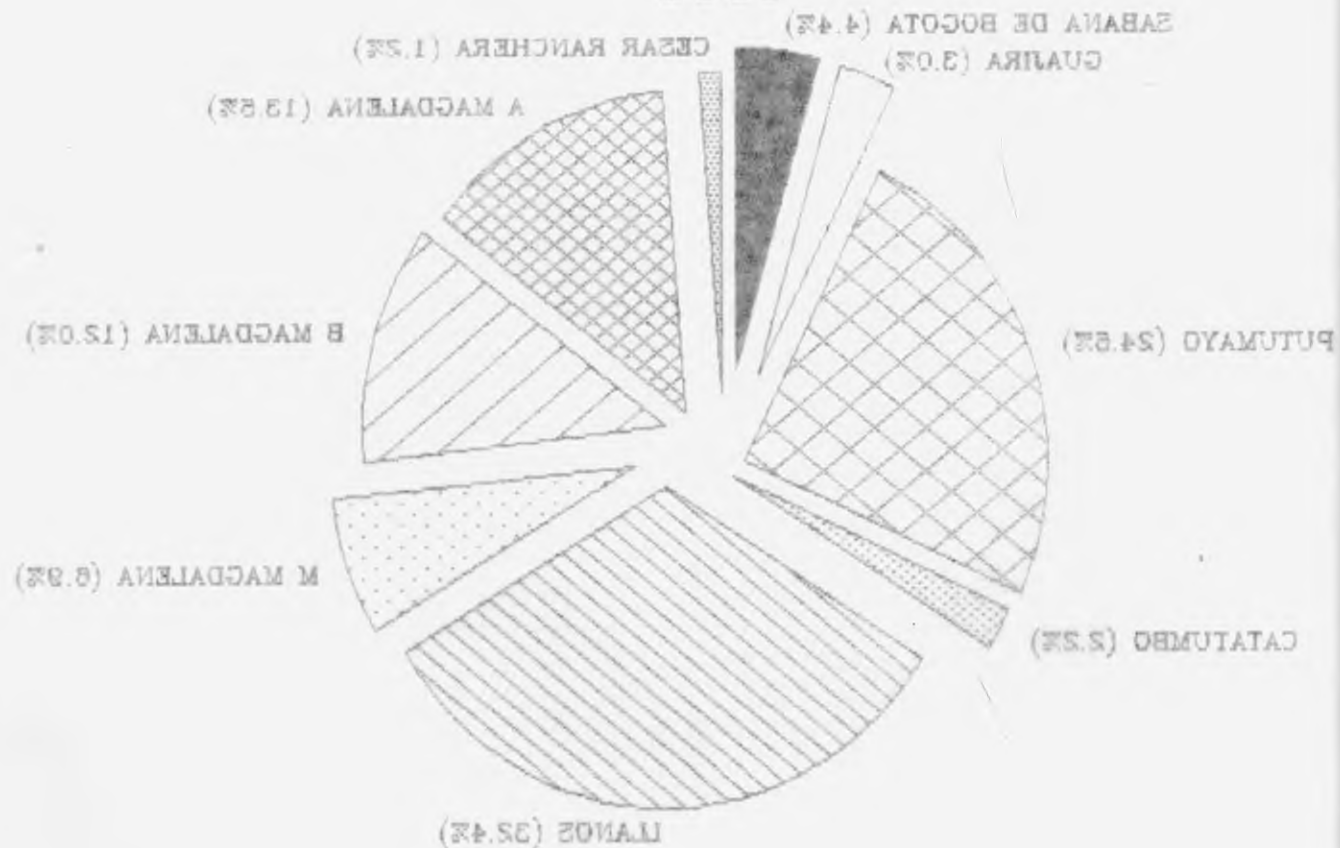


Gráfico No. 2.3

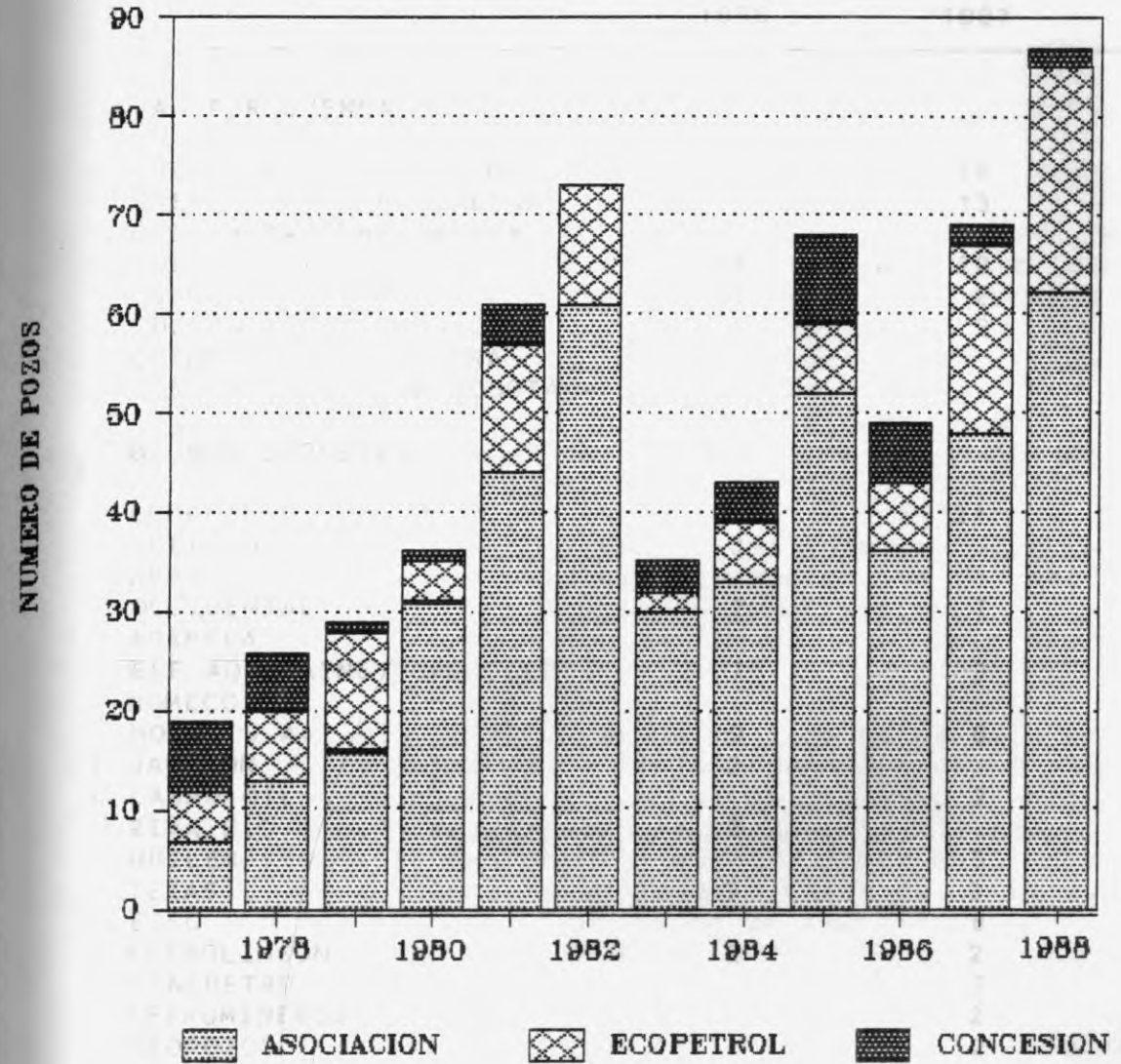
CUADRO 2.1

ACTIVIDAD SISMICA EN 1988
KMS

COMPAÑIA	SECTOR	CUENCA	TOTAL SECTOR
AMOCO	NATAGAIMA	A. MAGDALENA	14.66
ARGOSY	SANTANA	PUTUMAYO	244.05
BP EXPLOR.	EV. TEC. BOYACA	SABANA BTA.	99.20
	TERUEL	A. MAGDALENA	34.15
	SABANA BOGOTA	SABANA BTA.	65.19
BHP PETROL.	ARIPORO	LLANOS	96.96
CHEVRON	C. BOLIVAR	B. MAGDALENA	362.09
ECOPETROL	CICUCO	B. MAGDALENA	489.19
	LEGUIZAMON	PUTUMAYO	509.39
	CONC. DE MARES	M. MAGDALENA	540.91
	PUTUMAYO ESTE	PUTUMAYO	191.88
	PUTUMAYO NORTE	PUTUMAYO	434.12
	VILLAVICENCIO	LLANOS	1.112.11
	RIO PUTUMAYO	PUTUMAYO	573.73
	PUTUMAYO OESTE	PUTUMAYO	493.75
	MANACACIAS	LLANOS	897.72
	ARUCHARA	GUAJIRA	100.05
	COELLO	A. MAGDALENA	107.80
	COSINETAS	GUAJIRA	148.00
	ORTEGA TETUAN	A. MAGDALENA	146.70
	GUALANDAY	A. MAGDALENA	112.80
	RANCHERIA	CESAR-RANCH.	72.65
	SIERRA PERIJA	CESAR-RANCH.	85.04
	VILLANUEVA	GUAJIRA	137.60
ELF AQUIT.	CASANARE	LLANOS	633.12
	CASANARE A-1b	LLANOS	247.80
ESSO COLOM.	BETANIA	A. MAGDALENA	25.02
	CONC. DE MARES	M. MAGDALENA	125.81
	ESTE CAGUAN	A. MAGDALENA	10.90
	PALERMO	A. MAGDALENA	6.40
	OESTE CAÑADA	A. MAGDALENA	36.48
	OESTE NEIVA	A. MAGDALENA	25.32
EUROCAN	LA PLATA	A. MAGDALENA	32.98
	SALADOBLANCO	A. MAGDALENA	68.39
	TUNJA	SABANA BOGOTA	107.70
	TUNJA-PAZ RIO	SABANA BOGOTA	50.97
	TUNJA PAZ-SUESCA	SABANA BOGOTA	48.68
	SOGAM-PAZ RIO	SABANA BOGOTA	41.50
	PAZ DEL RIO	SABANA BOGOTA	62.70
HOCOL S.A.	COROCORA	LLANOS	78.12
PERFORACION EAP	CHARARRAL	A. MAGDALENA	36.70
	DOLORES	A. MAGDALENA	49.15
	NEIVA	A. MAGDALENA	136.98
	OROCUE	LLANOS	197.64
	PALERMO	A. MAGDALENA	152.68
	RIO META	LLANOS	109.32
	S. BERNAR-PACHO	SABANA BOGOTA	98.25

Grafico No. 2.4

POZOS EXPLORATORIOS



pozexp

Después de una vista de distribución por sectores, el mayor porcentaje de la exploración se concentra en las zonas de los estratos (EIP), Rutenay (EIP) y Alto Magdalena (EIP). Además se destaca que prácticamente toda la actividad industrial se concentra en las áreas de Asociación y ECOPETROL.

Delante el período 1983-1987 se efectuaron además los siguientes pozos exploratorios:

Nombre del Pozo	Profundidad (m)	Coordenadas
Arro-Arroyo	1.357	11.757
Arro-Madonista	11.757	11.757
Arro-Elvira	300	11.757

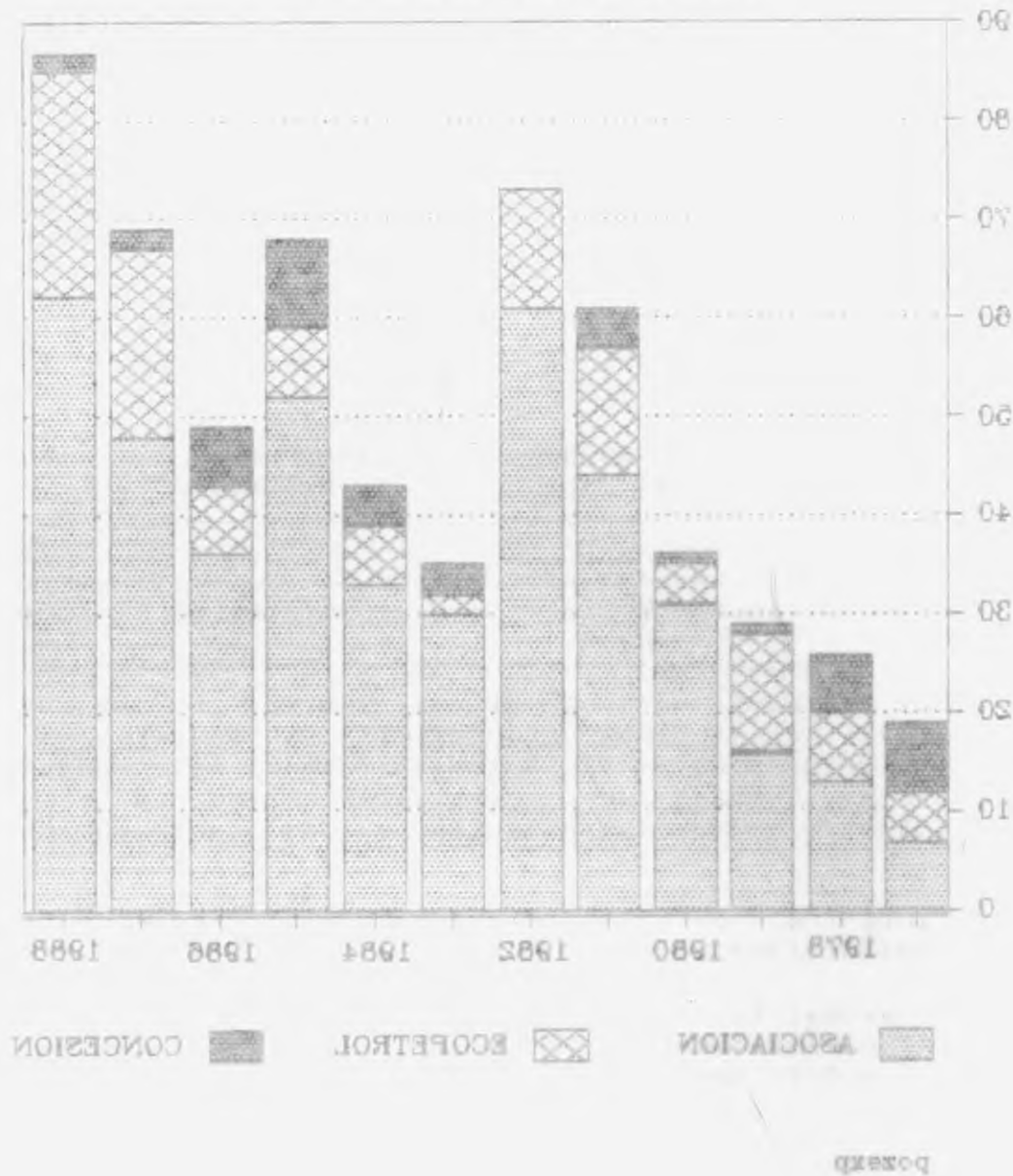
La actividad exploratoria se concentra en las zonas del estrato de los Andes. Esta última cuenta con pozos por primera vez en la búsqueda de hidrocarburos.

PERFORACION EXPLORATORIA

La actividad exploratoria en Colombia para 1988 ya se ha desarrollado en 250.000 metros en los pozos exploratorios realizados en el estrato de los Andes y en los estratos de los Andes y en las zonas de los Andes.

POZOS EXPLORATORIOS

Gráfico No. 2.4



NÚMERO DE POZOS

CUADRO 2.2

ops con la edicion.

POZOS EXPLORATORIOS

	1986	1987	1988
A- POR CUENCA			
CUENCA ALTO MAGDALENA	11	26	36
CUENCA MEDIO MAGDALENA	8	13	9
CUENCA BAJO MAGDALENA		1	
CUENCA LLANOS	26	29	31
CUENCA CATATUMBO	1	2	2
CUENCA DEL PUTUMAYO		2	8
CUENCA DE LA GUAJIRA			2
CUENCA SABANA DE BOGOTA			
B- POR EMPRESAS			
ECOPETROL	7	21	23
CHEVRON	3		
REPSOL			4
OCCIDENTAL	2	7	2
ASAMERA			2
ELF-AQUITAINE	7	3	3
NOMECO			3
HOCOL S.A.	9	6	15
JACKSON	2		
LASMO OIL	2		
RIVA E.	2		
HUILEX		5	8
TEXAS	3	3	6
ESSO		8	5
PETROLINSON	2	2	
BRASPETRO		2	
PETROMINEROS		2	3
GEOPOZOS		2	3
BHP		2	
PETEX		2	2
OTROS	10	6	11
C- RESULTADOS			
PRODUCTORES	12	26	33
SECOS	26	44	43
OTROS	8	3	11
TOTAL POZOS PERFORADOS	46	73	88

Fuente: Dirección Gral Hidroc.- Div. Conservación y Reservas

CUADRO 2.3
POZOS EXPLORATORIOS

1988	1987	1986
A - POR CUENCA		
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
B - POR EMPRESAS		
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
C - RESULTADOS		
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11
11	11	11

Fuente: Dirección del Hidrocarburo - Bix, Conservación y Reservas

La perforación con taladro se efectuó principalmente en las tres Cuencas del Río Magdalena y en la de los Llanos Orientales. Es notable la actividad desplegada por ECOPESTROL con un total de 23 pozos perforados.

Es importante destacar que, además de superar la perforación adelantada en 1987, también se mejoró la relación éxito-fracaso que alcanzó para el país cifras cercanas al 50%, situación que incentiva la movilización de nuevo capital privado hacia Colombia en materia de exploración petrolera.

Se espera mantener un mínimo de 60 pozos por año en la actividad exploratoria del país, aunque esta meta podría verse afectada si se presentan bajos precios internacionales del crudo.

Previendo situaciones de precios como la vigente a finales de 1988, se constituyó en un buen momento el Fondo Nacional de Exploración, alimentado con el 10% del valor de las exportaciones brutas de la empresa petrolera estatal, ECOPESTROL. El Fondo dispone de recursos cercanos a los 100 millones de dólares, permitiendo así que la actividad exploratoria no dependa exclusivamente de los precios internacionales del petróleo.

PERFORACION DE DESARROLLO

Durante el año de 1988 se perforaron en el país un total de 204 pozos de desarrollo, incluyendo los pozos inyectoros y medidores de temperatura. La Cuenca del Medio Magdalena (ver cuadro 2.3 y gráfica) resultó la de mayor actividad, debido a la reactivación de la perforación en los Campos La Cira y Lisama de ECOPESTROL, Nare y Teca de la Texas y Conde de la Esso. La Cuenca del Catatumbo presenta igualmente un incremento en su actividad de desarrollo, como resultado del proyecto para el desarrollo de la formación Carbonera en el Campo Tibú, operado por ECOPESTROL. En el cuadro 3 se puede observar que la empresa petrolera estatal presenta el mayor porcentaje en actividad de perforación (53%), seguida por la Texas.



En el año 1988 se perforaron en el país un total de 205 pozos de desarrollo, incluyendo los pozos investigativos y mediciones de temperatura. La Cuenca del Medio Magdalena (ver Cuadro 2.3 y gráfico) resultó la de mayor actividad, debido a la reactivación de la explotación en las Fajas La Cruz y Llanos de ECOPETROL, Nare y Tera de la Texas y Llanos de la Esmeralda. Durante el año se presentó un incremento en su actividad de desarrollo, como resultado del proyecto para el desarrollo de la formación Carbonera en el Campo Tiro, operada por ECOPETROL. En el cuadro 3 se puede observar que la empresa petrolera estatal presentó el mayor porcentaje de actividad de perforación (52%), debido por la Texas.

El Catatumbo presenta igualmente un incremento en su actividad de desarrollo, como resultado del proyecto para el desarrollo de la formación Carbonera en el Campo Tiro, operada por ECOPETROL. Durante el año se presentó un incremento en su actividad de desarrollo, como resultado del proyecto para el desarrollo de la formación Carbonera en el Campo Tiro, operada por ECOPETROL.

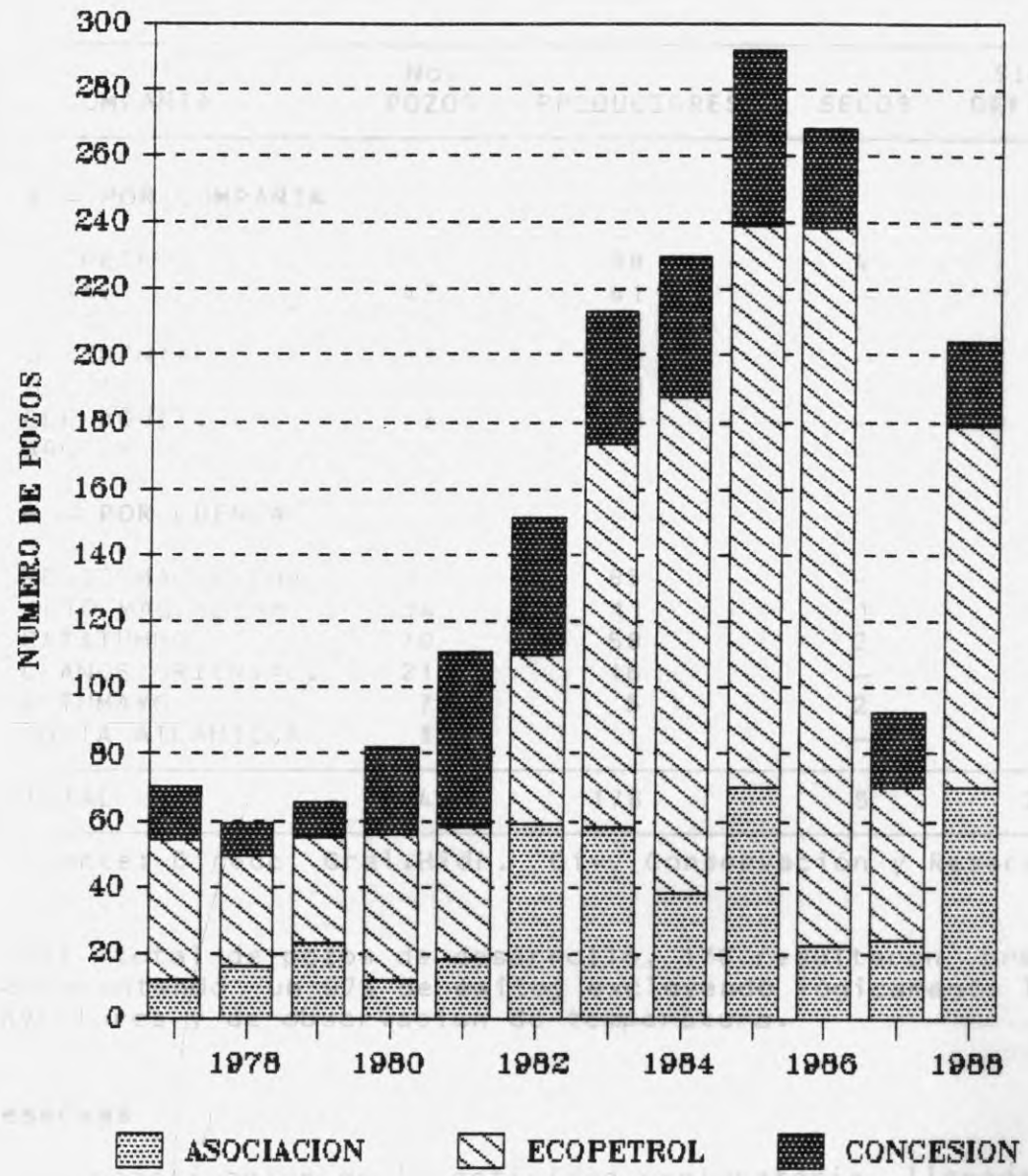
La Cuenca del Medio Magdalena (ver Cuadro 2.3 y gráfico) resultó la de mayor actividad, debido a la reactivación de la explotación en las Fajas La Cruz y Llanos de ECOPETROL, Nare y Tera de la Texas y Llanos de la Esmeralda.

El Catatumbo presenta igualmente un incremento en su actividad de desarrollo, como resultado del proyecto para el desarrollo de la formación Carbonera en el Campo Tiro, operada por ECOPETROL. Durante el año se presentó un incremento en su actividad de desarrollo, como resultado del proyecto para el desarrollo de la formación Carbonera en el Campo Tiro, operada por ECOPETROL.

PERFORACION DE DESARROLLO

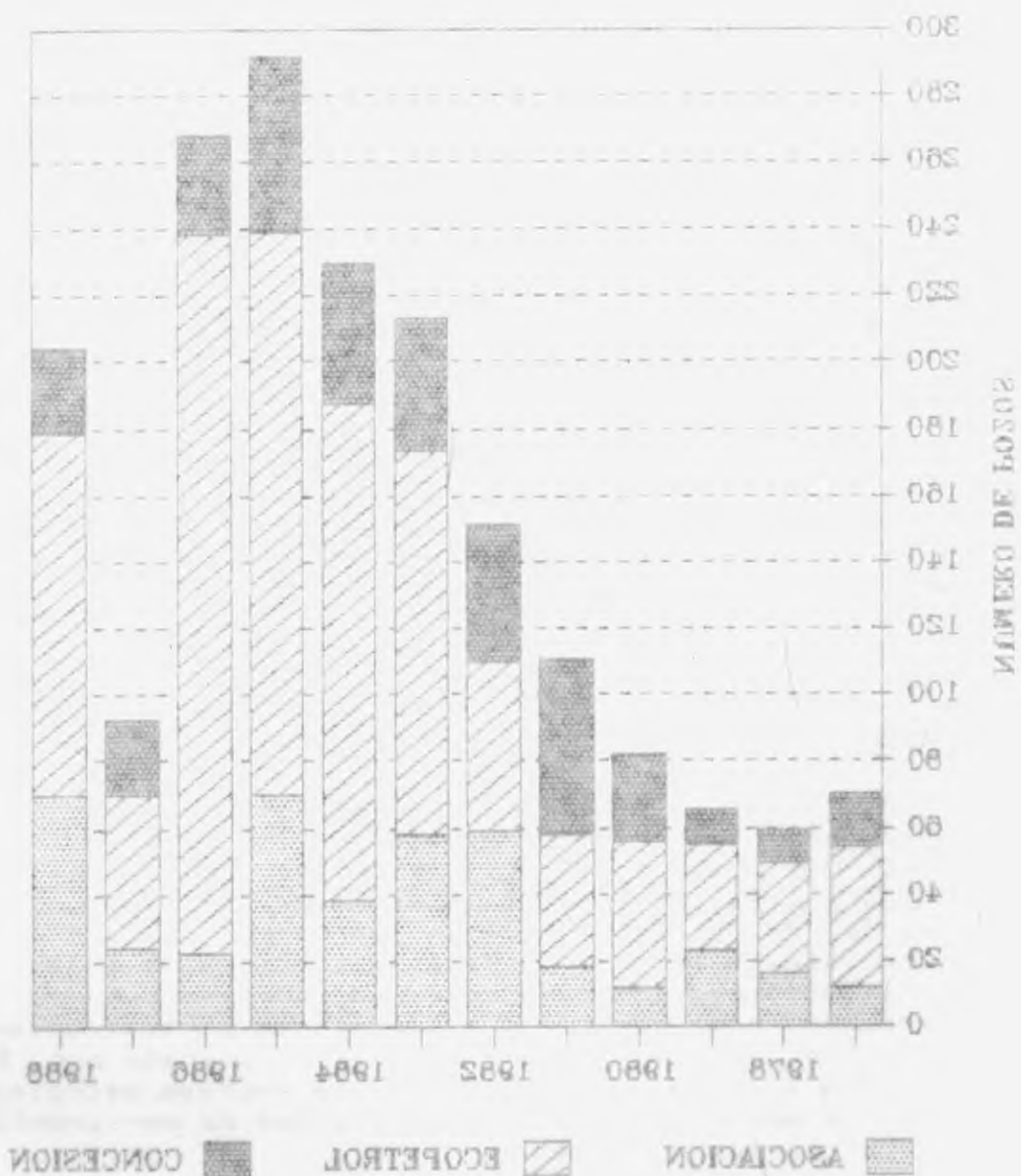
El Catatumbo presenta igualmente un incremento en su actividad de desarrollo, como resultado del proyecto para el desarrollo de la formación Carbonera en el Campo Tiro, operada por ECOPETROL. Durante el año se presentó un incremento en su actividad de desarrollo, como resultado del proyecto para el desarrollo de la formación Carbonera en el Campo Tiro, operada por ECOPETROL.

Grafico No. 2.5
CUADRO 2.3
POZOS DE DESARROLLO



pozas

Gráfico No. 2.2
POZOS DE DESARROLLO



CUADRO 2.3
POZOS DE DESARROLLO PERFORADOS
1988

COMPañIA	No. POZOS	PRODUCTORES	SECOS	SIN DEFINIR
A - POR COMPañIA				
ECOPETROL	109	88	4	17
TEXAS	42	41	-	1
ESSO	23	22	-	1
OCCIDENTAL	13	11	-	2
HOCOL	13	11	1	1
ELF AQUIT.	3	2	-	1
ARGOSY	1	1	-	-
B - POR CUENCA				
MEDIO MAGDALENA	91	85	-	7
ALTO MAGDALENA	14	11	1	2
CATATUMBO	70	58	2	8
LLANOS ORIENTAL	21	16	-	5
PUTUMAYO	7	5	2	-
COSTA ATLANTICA	1	1	-	-
TOTAL	204	176	5	23

Fuente: Direcc. Gral. Hidr. Div. Conservación y Reservas

Del total de pozos de desarrollo, 176 resultaron productores, representando un 97% de éxito, excluyendo lógicamente los pozos inyectores y de observación de temperatura.

Reservas

La reactivación de la actividad exploratoria, llevada a cabo desde mediados de los años setenta, y la consiguiente adición a las reservas que viene ocurriendo desde entonces, permiten tener hoy en día una gran certidumbre sobre la autosuficiencia petrolera del país y sobre las futuras exportaciones de crudo.

En los últimos cinco años el país ha aumentado sus reservas de petróleo en más de cuatro veces. A 31 de diciembre de 1988 las reservas probadas de petróleo ascendían a 1900 millones de barriles, con la distribución que se detalla en el cuadro 2.4.

Conservación y Reservas

CUADRO 2.3
FOTOS DE DESARROLLO PERFORADOS
1988

COMPAÑIA	No. POSOS	PRODUCTORES	SECOS	FIN
A - POR COMPAÑIA				
EL CENTRO	100	100	0	100
BOGOTA	100	100	0	100
CONDOR	100	100	0	100
DISTRITO NORTE	100	100	0	100
DISTRITO SUR	100	100	0	100
B - POR CUENCA				
MEDIO MAGDALENA	100	100	0	100
ALTO MAGDALENA	100	100	0	100
CATAMBO	100	100	0	100
LLANOS ORIENTAL	100	100	0	100
PUTUMAYO	100	100	0	100
COSTA ATLANTICA	100	100	0	100
TOTAL	204	178	0	204

Fuente: Dirección. Gral. Hidro. Div. Conservación y Reservas

Del total de pozos de desarrollo, 178 resultaron productivos, representando un 87% de éxito, excluyendo lógicamente los pozos inactivos y de conservación de temperatura.

Reservas

La reactivación de la actividad petrolera en el país, a cada medida de los años anteriores, la siguiente edición a las reservas que tiene actualmente, para tener un día una gran actividad petrolera, la reactivación del país y sobre las reservas que se han creado.

El último informe de la actividad petrolera en el país, en el mes de octubre de 1988, las reservas de petróleo y gas se detallan en el cuadro 2.4.

CUADRO 2.4
RESERVAS DE PETROLEO Y GAS
A DICIEMBRE 31 DE 1988

MODALIDAD OPERACION Y AREAS	PETROLEO MBbls	GAS GPC
DIRECTA - ECOPETROL		
EL CENTRO	124.19	291.22
BOGOTA	98.92	127.11
CONDOR	111.24	37.35
DISTRITO NORTE	75.47	71.21
DISTRITO SUR	32.65	140.11
SUBTOTAL OP. DIRECTA	442.47	667.00
ASOCIACIONES CON ECOPETROL		
ARGOSY PUTUMAYO	17.36	0.00
CHEVRON CUBARRAL	70.60	0.00
ELF-AQUITAINE CASANARE	99.41	68.40
HOCOL PALERMO	117.56	24.70
PETEX TOQUI-TOQUI	0.3	0.00
ESSO YAGUARA	17.5	0.00
INTERCOL ARAUCA	0.60	0.16
LASMO SANTIAGO	17.90	0.00
OCCIDENTAL CRAVO-NORTE	856.60	0.00
OCCIDENTAL LAS MONAS	4.21	125.57
TEXAS GUAJIRA	0.00	3,237.10
PETROCOL HUILA	6.20	0.00
TEXAS MEDIO MAGDALENA	117.90	3.13
SUBTOTAL ASOCIACION	1,326.14	3,459.06
CONCESIONES		
ELF AQUITAINE TRINIDAD	9.21	0.00
HOCOL NEIVA	94.96	35.69
ESSO PROVINCIA-BONANZA	23.29	191.16
ESSO JOBO-TABLON	0.00	2.66
PETRONOR RIO ZULIA	0.62	0.63
TEXAS VALLE MEDIO	12.30	3.73
SUBTOTAL CONCESION	140.38	233.87
TOTAL PAIS	1,908.99	4,359.93

Fuente: Dirección. Gral. Hidro. Div. Conservación y Reservas

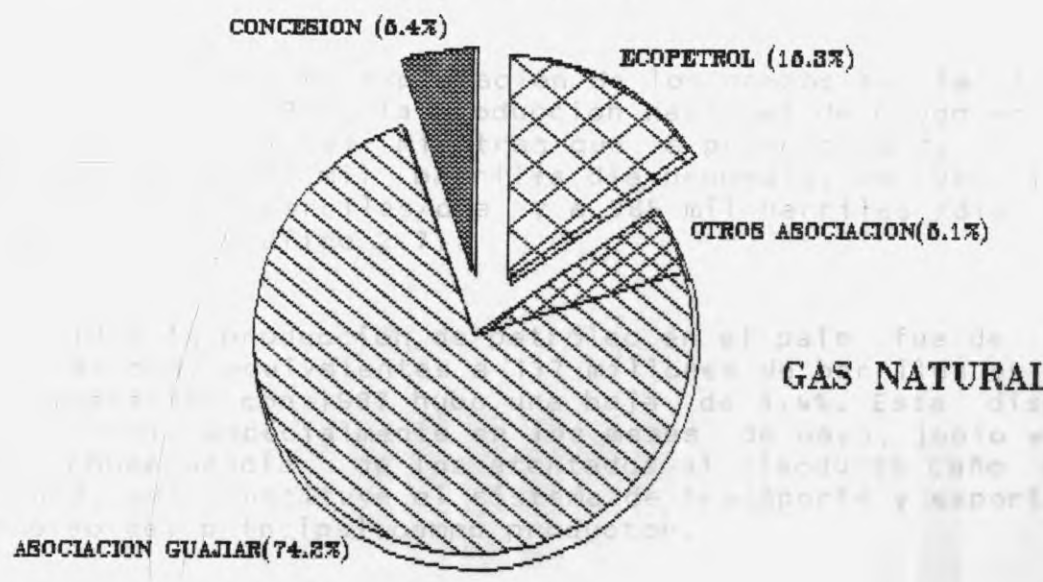
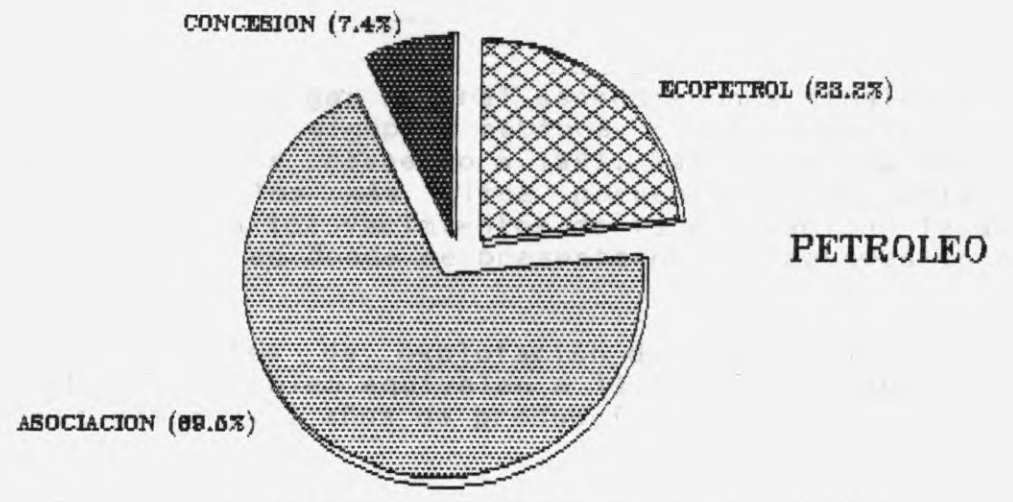
CUADRO 2.4
RESERVAS DE PETROLEO Y GAS
A DICIEMBRE 31 DE 1988

MOGALIDAD OPERACION Y AREA	PETROLEO MBbls	GAS GPC
CONCESIONES		
TEXAS	117.80	2.13
PETROLO	8.20	0.00
HUILA	8.20	0.00
GUAJIAR	0.00	37.27
OCCIDENTAL	4.31	126.27
CRAGO-NORTE	888.80	0.00
LAMA	13.90	0.00
ENTRADA	0.80	0.18
YANAZA	17.8	0.00
TOQUE-TOUNI	0.3	0.00
HOGU	117.25	26.70
EL-AQUITA	88.41	88.40
IBARRAL	0.80	0.00
ARROYO	17.38	0.00
ASOCIACION		
TEXAS	117.80	2.13
OTROS ASOCIACION	1.328.14	3.459.08
CONCESION		
VALLE MEDIO	12.10	1.73
RIO SUTIA	0.42	0.83
IBBO-TABLIN	0.00	2.88
PROVINCIA-BONANZA	23.88	191.18
NEIVA	24.98	32.88
EL-AQUITA	8.31	0.00
TOTAL	1,996.99	4,328.93
TOTAL CONCESION	1,487.88	233.87
TOTAL ASOCIACION	1,328.14	3,459.08
TOTAL	2,815.98	3,692.95

Fuente: Dirección General de Reservas y Recursos

Grafico No.2.6

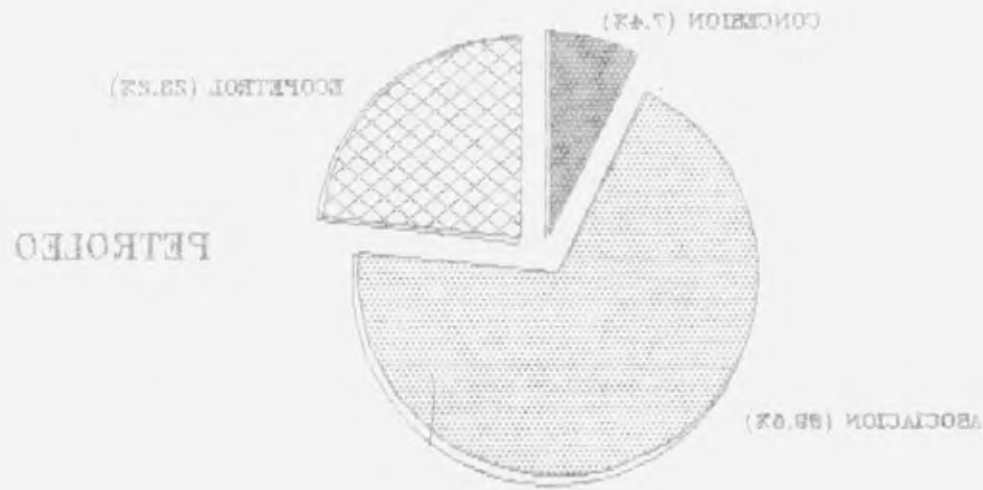
COMPOSICION DE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS
1988



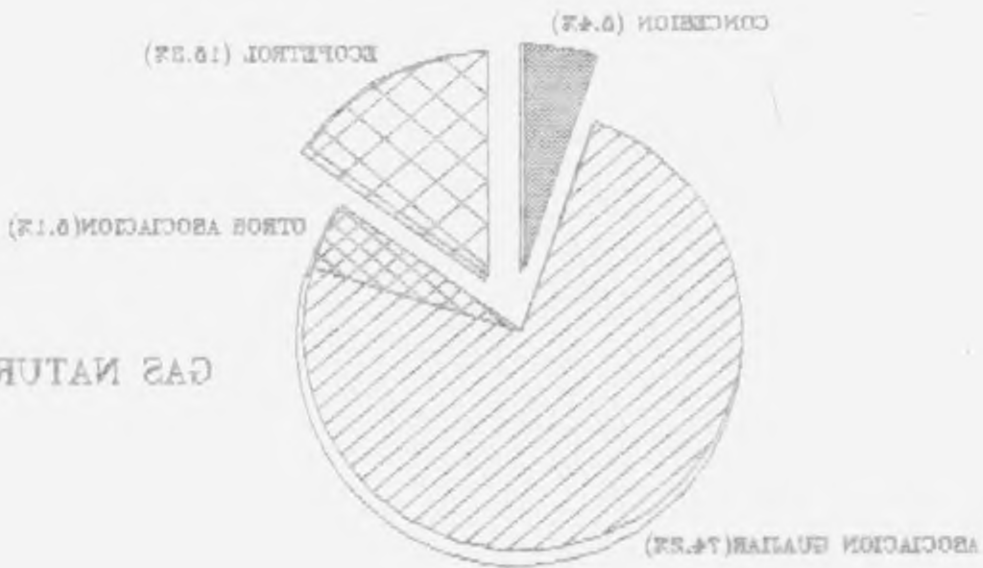
RPETGAS

COMPOSICION DE RESERVAS DE PETROLEO Y GAS

1988



PETROLEO



GAS NATURAL

REPETICION

Con respecto a 1987 hubo un incremento neto en las reservas de petróleo de 60 millones de barriles, debido a descubrimientos en los Llanos Orientales por parte de ELF-Aquitaine Colombia y en el Valle Superior del Magdalena por parte de Hocol y Esso, confirmando las expectativas que se han mantenido sobre estas cuencas.

Las reservas de gas natural ascendieron a finales de 1988 a un nivel de 4.360 gigapies cúbicos, con un aumento neto de 497 gigapies cúbicos respecto a 1987. Tal y como se observa en el cuadro 2.4, los más altos porcentajes de estas reservas corresponden a los yacimientos de la Asociación Texas-ECOPETROL en la Guajira, en donde se presentaron los mayores incrementos.

A los niveles de explotación del año 1988, las reservas probadas de petróleo equivalen a 13.5 años de producción y las de gas natural a 24.3 años de producción.

3.3 PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO Y GAS NATURAL

Con la entrada en explotación de los campos en la Asociación Cravo Norte, en 1986, la producción nacional de crudo en Colombia tuvo un cambio total. Mientras que a principios de los años 80 era apenas de 150 mil barriles día promedio, en 1986 llegó a más de 300 mil barriles/día y a 385 mil barriles/día en 1987 (Cuadro 2.5 y Gráfico 2.7).

En 1988 la producción de petróleo en el país fue de 375 mil barriles día, equivalentes a 137 millones de barriles en el año. En comparación con 1987 hubo una baja de 3.4%. Esta disminución se presentó especialmente en los meses de mayo, junio y julio, como consecuencia de los atentados al oleoducto Caño Limón - Coveñas, que constituye el sistema de transporte y exportación de petróleo del principal campo productor.

Aproximadamente el 60% de la producción nacional de crudo correspondió a ECOPEPETROL y provino de sus áreas de operación directa y de la participación obtenida en los contratos de Asociación. El 40% restante correspondió a compañías privadas en los contratos de Asociación y en las áreas aún en concesión.

En el primer trimestre de 1989 la producción de petróleo tuvo un promedio de 427 mil barriles día, con incremento de 24% respecto a 1988.

Producción

El sistema de explotación de los yacimientos de petróleo en Colombia se basa en un modelo de concesión, donde el Estado otorga a una empresa privada el derecho de explorar y producir petróleo en un área determinada. Este modelo ha permitido el desarrollo de la industria petrolera en el país, aunque también ha generado controversias sobre la distribución de los beneficios y el control de los recursos.

En 1988, la producción de petróleo en el país fue de 112 millones de barriles diarios, equivalente a 137 millones de barriles en el año. En comparación con 1987, hubo un aumento de 2.4%. Esta situación se presenta principalmente en los meses de mayo, junio y julio, como consecuencia de los trabajos de explotación en los campos de Covenas, que constituyen el sistema de transporte y explotación de petróleo del principal campo productor.

PRODUCCION NACIONAL DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

En 1988, la producción de petróleo en el país fue de 112 millones de barriles diarios, equivalente a 137 millones de barriles en el año. En comparación con 1987, hubo un aumento de 2.4%. Esta situación se presenta principalmente en los meses de mayo, junio y julio, como consecuencia de los trabajos de explotación en los campos de Covenas, que constituyen el sistema de transporte y explotación de petróleo del principal campo productor.

En 1988, la producción de petróleo en el país fue de 112 millones de barriles diarios, equivalente a 137 millones de barriles en el año. En comparación con 1987, hubo un aumento de 2.4%. Esta situación se presenta principalmente en los meses de mayo, junio y julio, como consecuencia de los trabajos de explotación en los campos de Covenas, que constituyen el sistema de transporte y explotación de petróleo del principal campo productor.

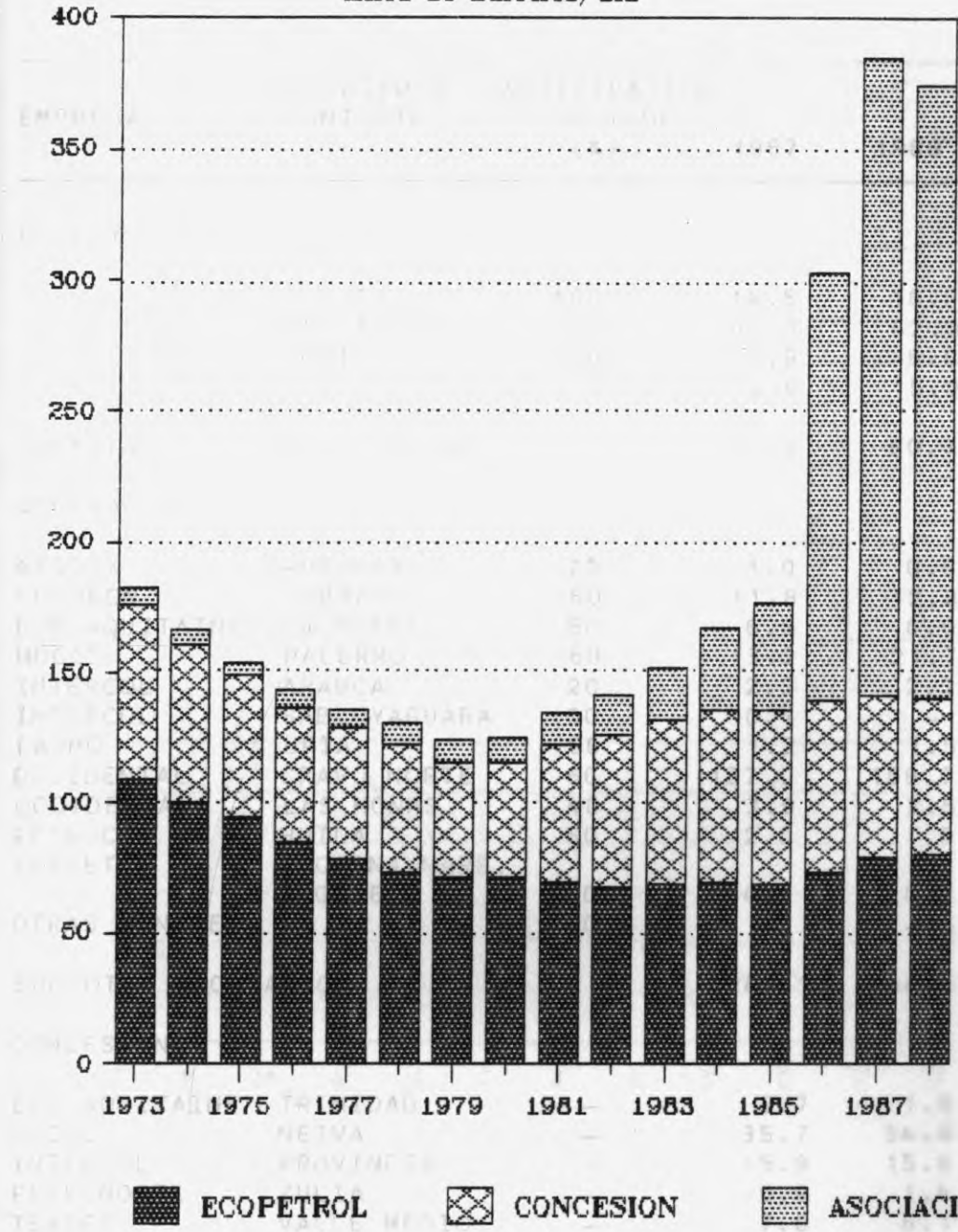
Aproximadamente el 60% de la producción nacional de crudo correspondió a ECOPETROL y provino de sus áreas de operación directa y de la participación directa en los contratos de explotación. El 40% restante correspondió a compañías privadas en los contratos de asociación y en las áreas de concesión.

En el primer trimestre de 1988, la producción de petróleo fue de 34 millones de barriles diarios, con un aumento de 2.4% respecto a 1987.

Grafico No. 2.7

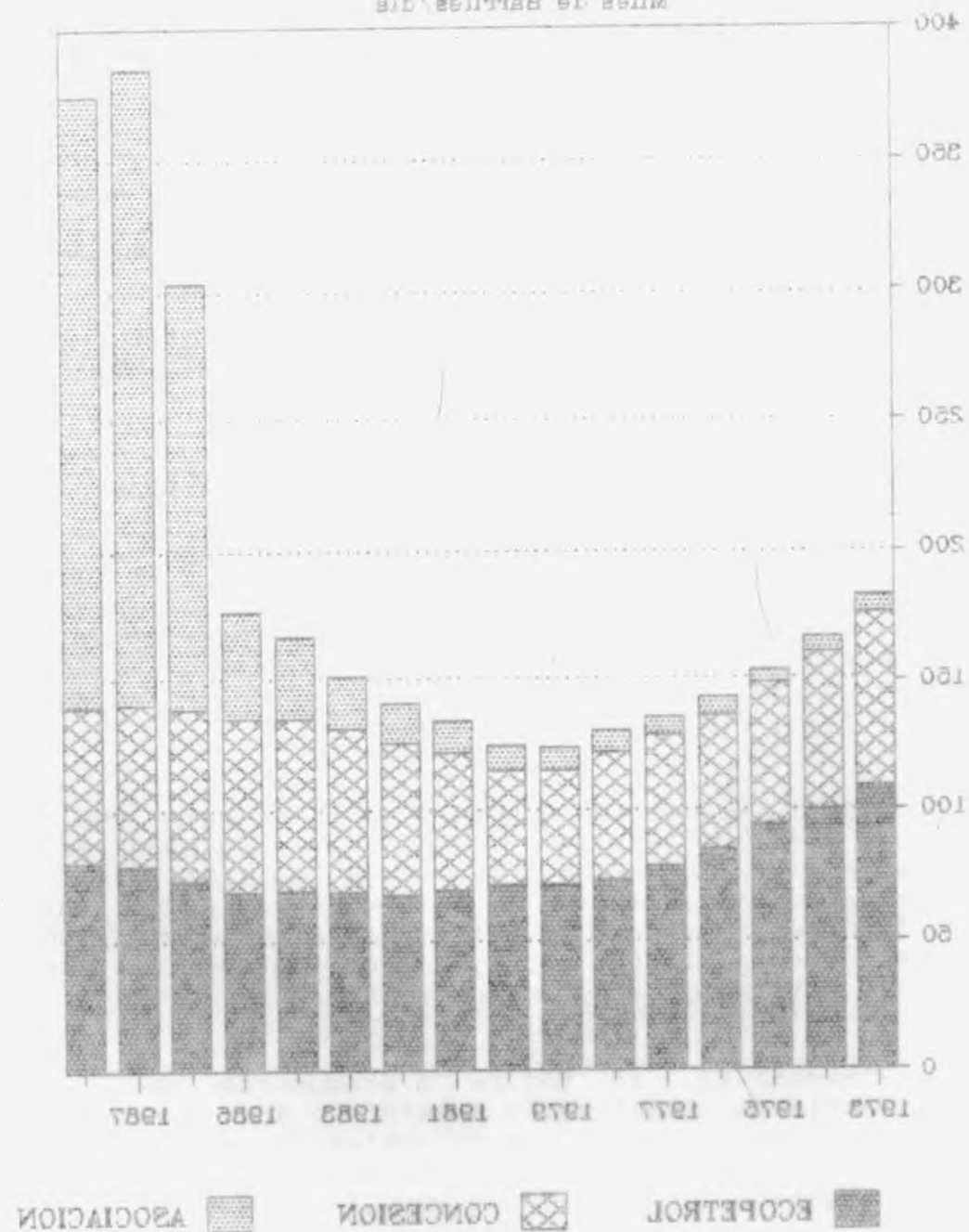
PRODUCCION DE PETRÓLEO

Miles de Barriles/día



procrud

Gráfico No. 2.4
PRODUCCION DE PETROLEO
 Miles de Barriles/Día



Producción

Gráfico No. 2.5
CUADRO 2.5
PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO
 Miles de Barriles/Día

EMPRESA	DISTRITO O CONTRATO	PARTICIPACION ECOPETROL (%)	1987	1988	VARIACION
ECOPETROL:					
	BOGOTA	100	14.5	16.2	11.7
	EL CENTRO	100	44.3	42.8	(3.4)
	NORTE	100	5.8	5.8	0.0
	SUR	100	14.9	15.9	6.7
SUBTOTAL ECP. OP.DIRECTA			79.5	80.7	1.5
ASOCIACION:					
ARGOSY	PUTUMAYO	20	1.0	0.8	(20.0)
CHEVRON	CUBARRAL	60	11.8	12.8	8.5
ELF-AQUITAINE	CASANARE	60	6.8	6.0	(11.8)
HOCOL	PALERMO	60	13.3	21.7	63.2
INTERCOL	ARAUCA	20	2.2	2.2	0.0
INTERCOL	SAB.-YAGUARA	60	0.1	-	-
LASMO	UPIA	60	1.2	1.5	25.0
OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	60	187.0	169.7	(9.3)
OCCIDENTAL	LAS MONAS	40	3.9	3.5	(10.3)
PETROCOL	HUILA	60	2.0	1.5	(25.0)
TEXPET	COCORNA-NARE, ANGELES	60	14.4	14.7	0.0
OTRAS MENORES			60	-	-
SUBTOTAL ASOCIACION			243.7	234.4	(3.8)
CONCESION:					
ELF-AQUITAINE	TRINIDAD	-	2.7	1.8	(33.3)
HOCOL	NEIVA	-	35.7	34.8	(2.5)
INTERCOL	PROVINCIA	-	15.9	15.6	(1.9)
PETRONORTE	ZULIA	-	0.8	1.4	75.0
TEXPET	VALLE MEDIO	-	7.0	6.1	(12.9)
SUBTOTAL CONCESION			62.1	59.7	(3.9)
TOTAL PAIS			385.3	374.8	(2.7)

Fuente: ECOPETROL

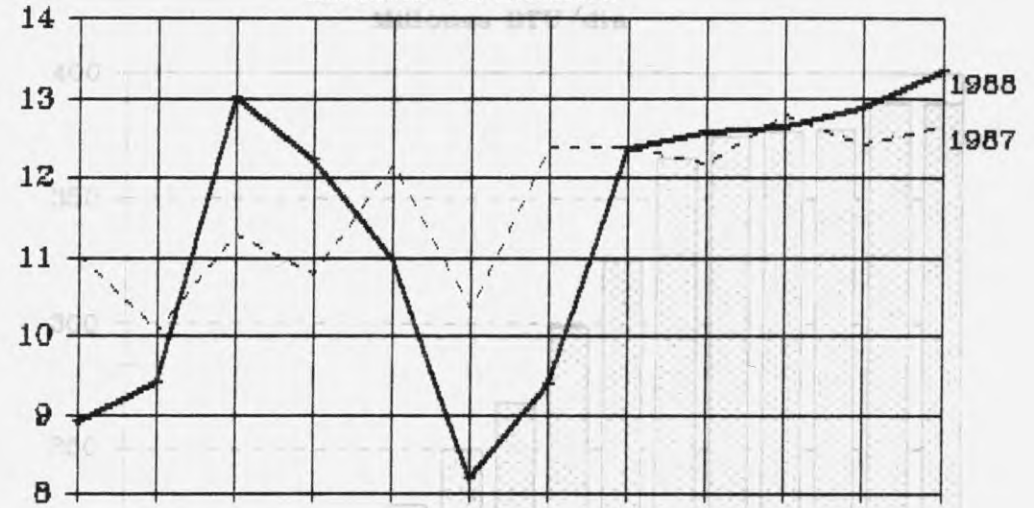
CUADRO 2.2
 PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO
 Miles de Barriles/Día

EMPRESA	CONTRATO	DISTRITO O PARTICIPACION ECOPETROL (%)	1987	1988	VARIACION
CONCESION					
VALLE MEDIO	TEPET	3.0	5.1	5.1	(3.9)
JULIA	PETRONORTE	1.4	1.4	1.4	0.0
PROVINCIA	ENTRUCOL	12.9	12.9	12.9	(1.8)
PIPIA	HOOL	12.1	12.1	12.1	(2.5)
TRINIDAD	EL-AQUITAINE	2.7	2.7	2.7	(3.3)
CONCESION					
SUBTOTAL CONCESION					
OTRAS EMPRESAS					
ANGELIS	80	0.0	0.0	0.0	0.0
COCORNA-MARE	80	0.0	0.0	0.0	0.0
HUILA	PETROCOL	2.0	2.0	2.0	(22.0)
LAS MONAS	OCCIDENTAL	3.9	3.9	3.9	(10.3)
CRAYO NORTE	OCCIDENTAL	60	120.7	120.7	(7.3)
UPIA	LAMG	60	1.2	1.2	0.0
SAB.-YAGUARA	INTERCOL	60	0.1	0.1	0.0
ARAUCA	WATERCOL	20	2.2	2.2	0.0
PALERMO	HOOL	84	12.3	12.3	6.0
CASABARE	EL-AQUITAINE	86	5.8	5.8	(1.8)
CUBANAL	SHEVRON	60	11.8	12.8	8.8
EL-VALLE	HOOL	100	10.1	10.1	(2.8)
JULIA	HOOL	100	2.2	2.2	0.0
SUBTOTAL OTRAS EMPRESAS					
SUBTOTAL NACIONAL					
CONCESION					
SUBTOTAL CONCESION					
OTRAS EMPRESAS					
SUBTOTAL OTRAS EMPRESAS					
TOTAL NACIONAL					
392.3					
374.8					
(5.1)					

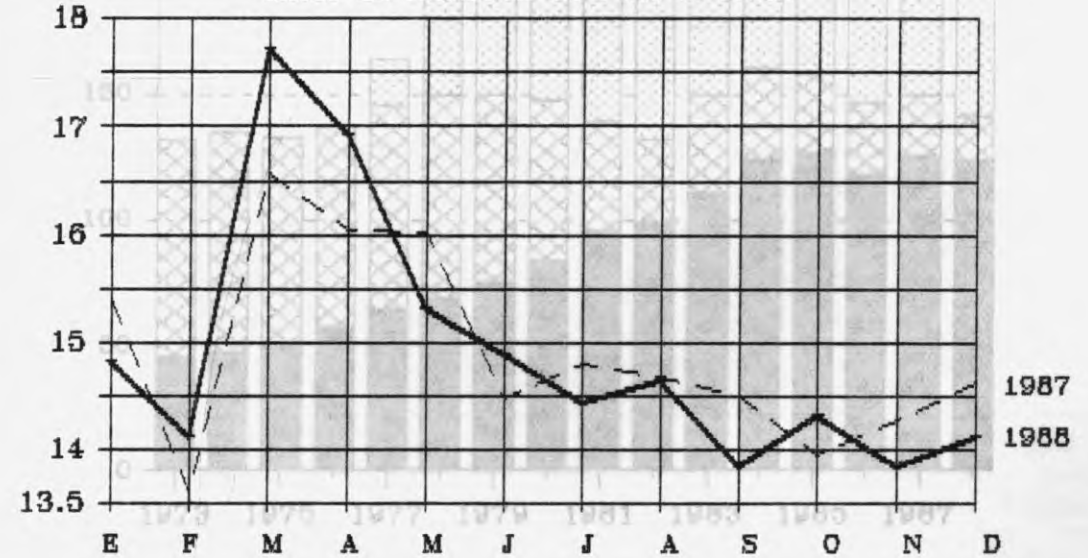
Source: ECOPETROL

Grafico No. 2.8

PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO
 Millones de Barriles



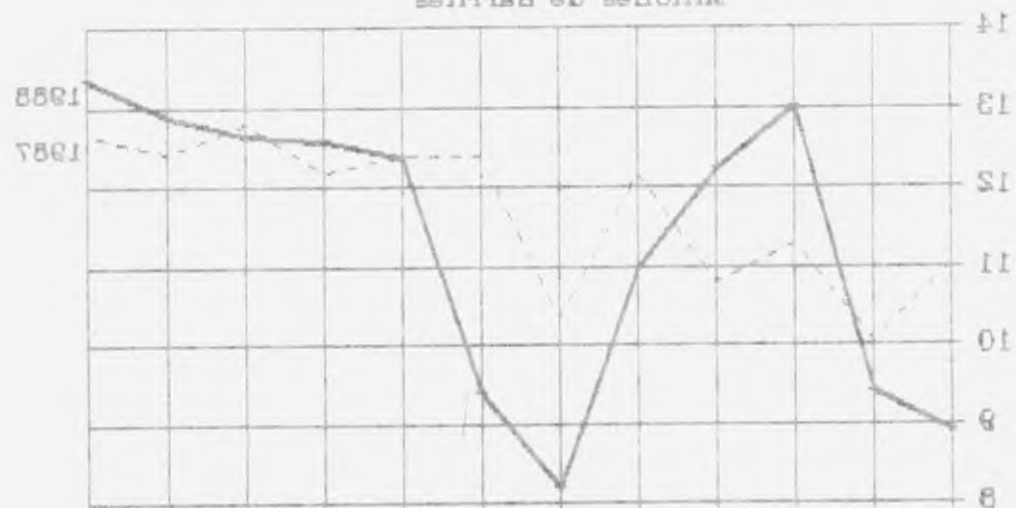
PRODUCCION DE GAS NATURAL
 Miles de Millones de Pies Cubicos



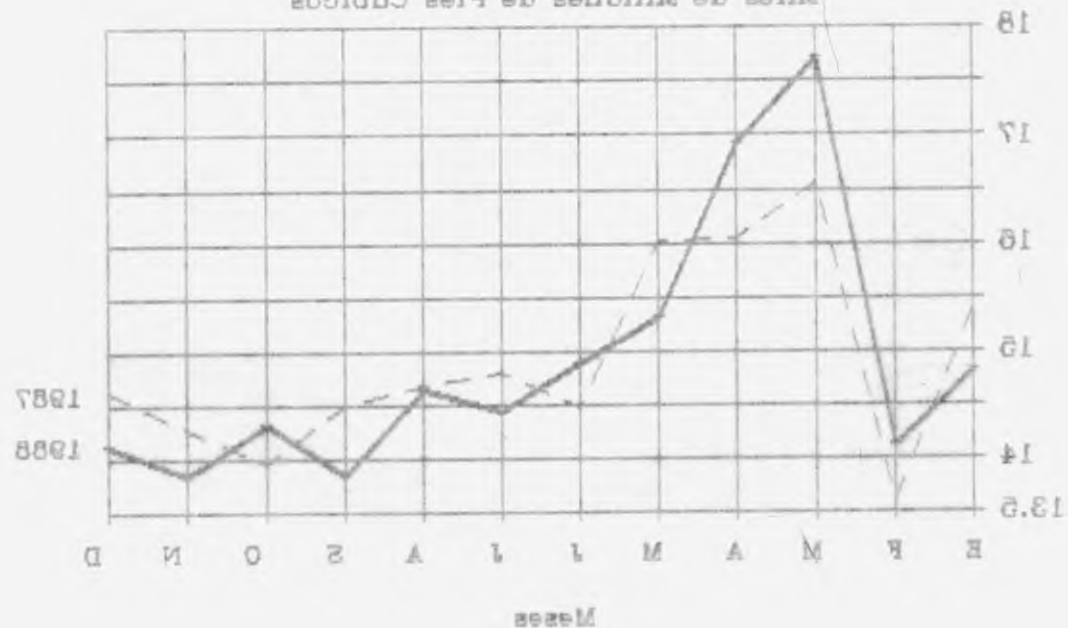
Legend: CENTRO PAIS OTRO Meses ATLANTICA GUAJIRA

PROCMEB

PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO
Millones de Barriles



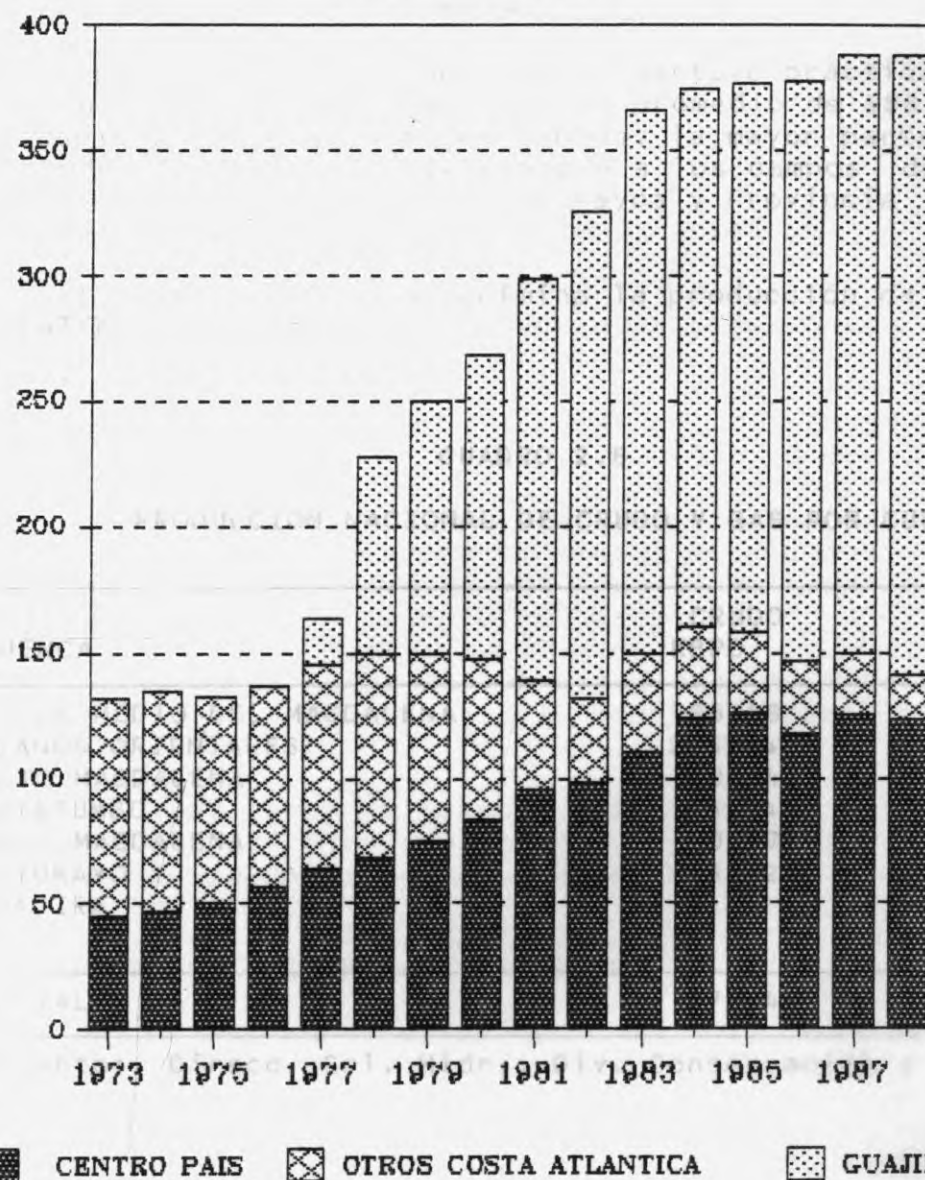
PRODUCCION DE GAS NATURAL
Millones de Pies Cubicos



PROCES

SUMINISTRO DE GAS POR CAMPOS

Millones BTU/dia



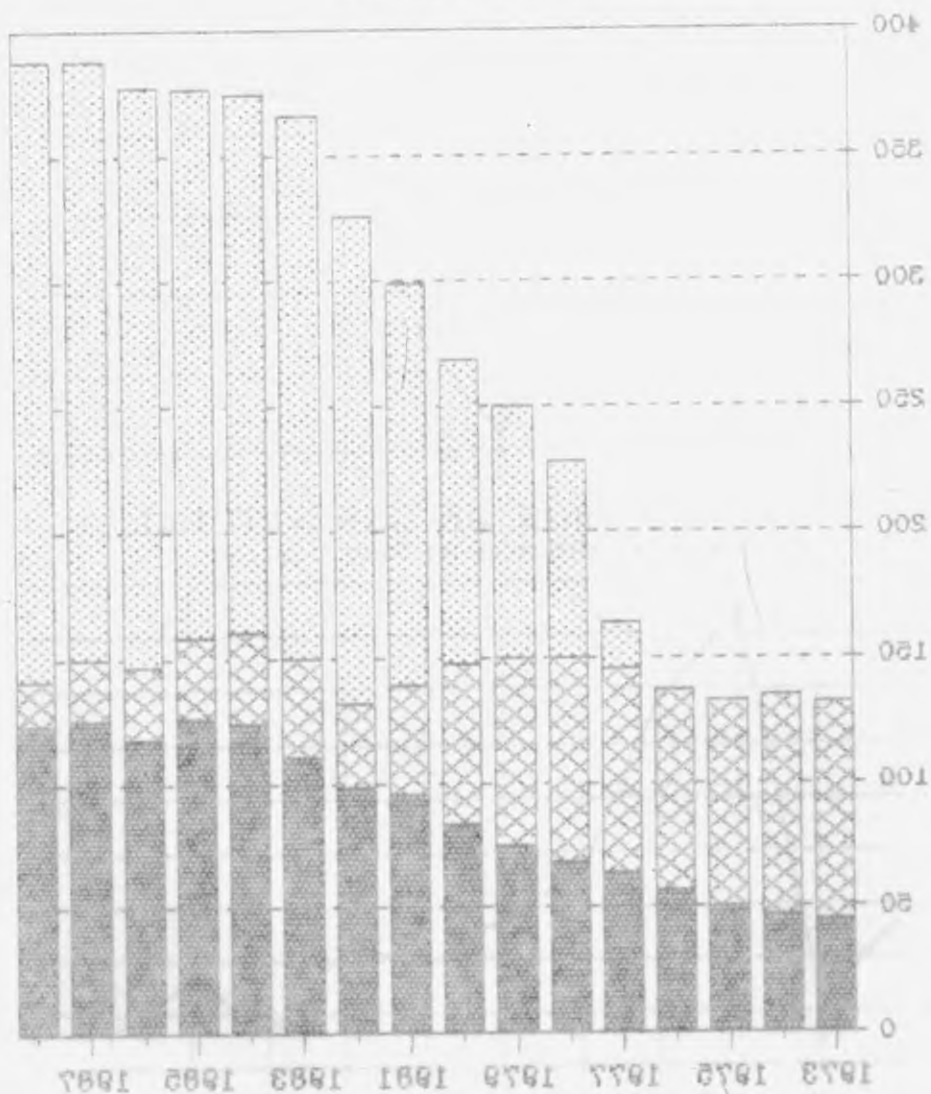
■ CENTRO PAIS ▨ OTROS COSTA ATLANTICA ▩ GUAJIRA

sumgas

SUMINISTRO DE GAS POR CAMPOS

Gráfico No. 2.8

Millones BTU/día



Guajira [Puntado] Otros Costa Atlántica [Cruzado] Centro Pais [Sólido Negro]

Se destaca la creciente importancia de la producción en los contratos de asociación, por la entrada del ya referido Contrato de Cravo Norte. Así, mientras que en 1980 la producción en asociación representaba apenas 8%, en 1986 superó el 50% y en la actualidad representa cerca del 68%. Es decir que, al igual que en la exploración y en el descubrimiento de reservas, la Asociación es el sistema más adecuado a las características del panorama petrolero de Colombia.

La producción de gas natural se mantuvo prácticamente a los mismos niveles del año 1987, con un promedio de 486.5 millones de pies cúbicos por día. Como es sabido, la mayor parte del gas que se produce y utiliza corresponde a los campos de Chuchupa y Ballena en la Guajira y los de Payoa y Provincia en el Valle Medio del Magdalena.

En el cuadro 2.6 se discrimina la producción de crudo y gas natural por cuencas.

CUADRO 2.6
PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO Y GAS POR CUENCA

CUENCA	CRUDO KBPD	GAS MPCPD
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	86.68	163.42
LLANOS ORIENTALES	206.14	5.78
ALTO MAGDALENA	58.64	19.14
CATATUMBO	6.64	9.14
BAJO MAGDALENA	0.67	20.30
PUTUMAYO	16.72	23.13
GUAJIRA	-	246.07
TOTAL	375.48	486.98

Fuente: Direcc. Gral. Hidr., Div. Conservación y Reservas

3.4 TRANSPORTE DE PETROLEO

El desarrollo de la infraestructura de transporte de petróleo ha continuado según las proyecciones sobre requerimientos de refinerías actuales y futuras así como de la disponibilidad de excedentes para la exportación. La mayor actividad desplegada en los últimos meses se concentra en los proyectos de los Oleoductos Dina-Vasconia y Oleoducto Central de los Llanos, para movilizar los crecientes volúmenes de producción en las Cuencas del Alto Magdalena y de los Llanos Orientales.

OLEODUCTO CENTRAL DE LOS LLANOS

En el mes de mayo pasado se terminaron las obras en el tramo El Porvenir-Velásquez del Oleoducto Central de los Llanos. La construcción de tanques y obras accesorias se está terminando. Las estaciones de bombeo de este oleoducto están en Apíay, Araguaney, El Porvenir, Miraflores y Vasconia.

Está por iniciarse la operación de este oleoducto que tuvo un costo aproximado de \$235 millones y cuya longitud total desde Apíay a Vasconia es 505 Kms.

PROYECTO OLEODUCTO ~~COLOMBIA~~ Vasconia-Coveñas

El proyecto de mayor prioridad en la actualidad es el Oleoducto ~~Colombia~~, localizado entre Vasconia y Coveñas, el cual será construido por una empresa de economía mixta ya constituida, denominada OLEODUCTO ~~COLOMBIA~~ S.A., con participación de ECOPETROL en un 49% y empresas privadas. Tal Oleoducto tendrá una longitud de 475 kilómetros, 24 pulgadas de diámetro y capacidad para transportar 150 mil barriles/día. Se invertirán allí 330 millones de dólares y se concluirá a finales del próximo año. Para esa misma época estará terminado el oleoducto Dina-Vasconia que tendrá una longitud de 400 Kms, 20 pulgadas de diámetro y capacidad de transporte de 70.000 barriles por día.

Estos oleoductos llevarán los excedentes de crudos provenientes del Alto Magdalena y el Casanare, hacia el puerto de exportación de Coveñas.

Durante 1988 se realizaron los diseños del trazado del oleoducto, los estudios geotécnicos y de cruces de ríos, así como el diseño básico de las estaciones en Vasconia y Coveñas.

3.5 REFINACION NACIONAL DE PETROLEO

En el cuadro 2.7 se presentan las cifras sobre refinación. El total de las operaciones de refinación está a cargo de ECOPETROL, empresa que en los complejos industriales de Barrancabermeja y Cartagena procesa el 98% del petróleo refinado nacionalmente.

En contraste con 1987, cuando se llegó a los niveles más altos de refinación en el país, en 1988 las cargas de petróleo crudo a las refinerías fueron apenas de 218.000 barriles por día, con disminución de 2.9% en el año. Además de los factores técnicos de mantenimiento en las plantas, la carga de crudo en las refinerías estuvo afectada por las dificultades anotadas en producción y transporte de crudo a mediados del año. También se refleja aquí la conveniencia temporal de exportar el crudo e importar los faltantes de refinados.

*Vasconia
Coveñas*

*¿Cifra?
que
no?*

El desarrollo de la infraestructura de transporte de petróleo se continuó según las previsiones sobre requerimientos de refinerías actuales y futuras así como de la disponibilidad de excedentes para la exportación. La mayor actividad desplegada en los últimos meses se concentra en los proyectos de los Oleoductos Dina-Vasconia y Oleoducto Central de los Llanos, para movilizar los excedentes voluminosos de producción en los cuencas del Alto Magdalena y de los Llanos Orientales.

El Oleoducto Central de los Llanos, que tiene una longitud de 505 kilómetros, se está terminando en el mes de mayo pasado. La construcción de tanques y obras accesorias se está terminando. Las estaciones de bombeo de este oleoducto están en Apíay, Araguaney, El Porvenir, Miraflores y Vasconia.

El proyecto de mayor prioridad en la actualidad es el Oleoducto Colombia, localizado entre Vasconia y Coveñas, el cual será construido por una empresa de economía mixta ya constituida, denominada OLEODUCTO COLOMBIA S.A., con participación de ECOPETROL en un 49% y empresas privadas.

CUADRO 2.6

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO Y GAS POR CUENCA

CUENCA	CRUDO KEPD	GAS MPCPD
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	88.88	173.43
LLANOS ORIENTALES	208.14	2.58
ALTO MAGDALENA	88.84	19.14
CATATUMBO	8.84	9.14
BALD MAGDALENA	0.87	20.14
Putumayo	18.72	23.14
Guajira	-	248.07
TOTAL	378.48	488.98

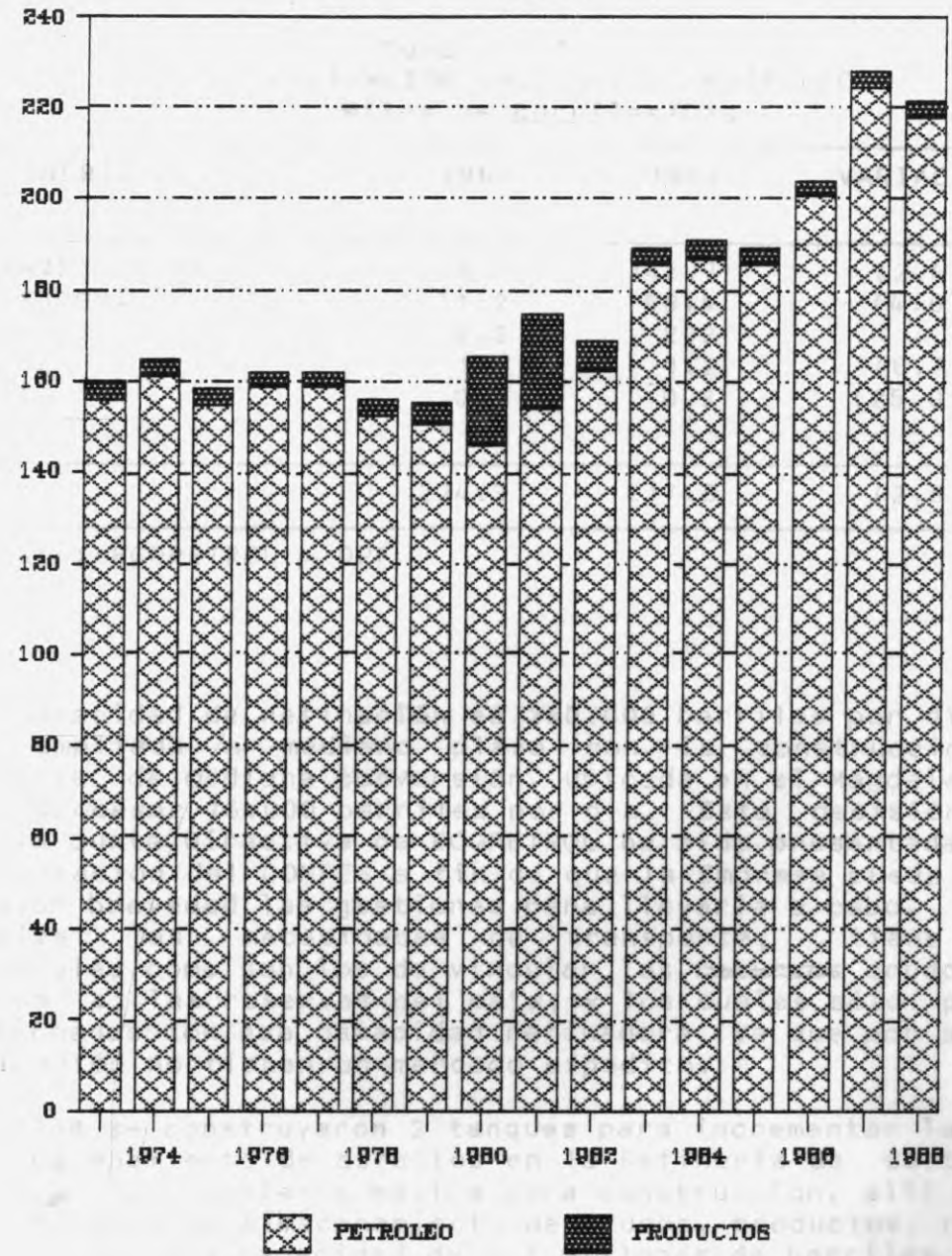
Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, División de Refinación y Petroleras

4. TRANSPORTE DE PETROLEO

El desarrollo de la infraestructura de transporte de petróleo se continuó según las previsiones sobre requerimientos de refinerías actuales y futuras así como de la disponibilidad de excedentes para la exportación. La mayor actividad desplegada en los últimos meses se concentra en los proyectos de los Oleoductos Dina-Vasconia y Oleoducto Central de los Llanos, para movilizar los excedentes voluminosos de producción en los cuencas del Alto Magdalena y de los Llanos Orientales.

Grafico No. 2.10

CARGA DE PETROLEO Y PRODUCTOS A REFINERIA
(Miles de Barriles/día)



CARGREF

PROYECTO CENTRAL DE LOS LIANOS

El proyecto central de los Lianos, que tiene una capacidad de refinación de 20.000 barriles por día, se encuentra en las etapas finales de su construcción. Este proyecto es parte de un programa más amplio de desarrollo petrolero en la zona.

Este proyecto es parte de un programa más amplio de desarrollo petrolero en la zona. Se espera que la puesta en marcha de este proyecto contribuya significativamente a la producción nacional de petróleo.

PROYECTO OLEODUCTO CASANARE-VASCONIA

El oleoducto Casanare-Vasconia tiene una longitud de 100 kilómetros y una capacidad de transporte de 10.000 barriles por día. Este proyecto es parte de un programa más amplio de desarrollo petrolero en la zona. Se espera que la puesta en marcha de este oleoducto contribuya significativamente a la producción nacional de petróleo.

Estos oleoductos llevan a los excelentes campos de crudo de Casanare y Vasconia. La construcción de estos oleoductos es una prioridad para el gobierno, ya que permitirá el transporte eficiente del petróleo desde los campos hasta las refinerías.

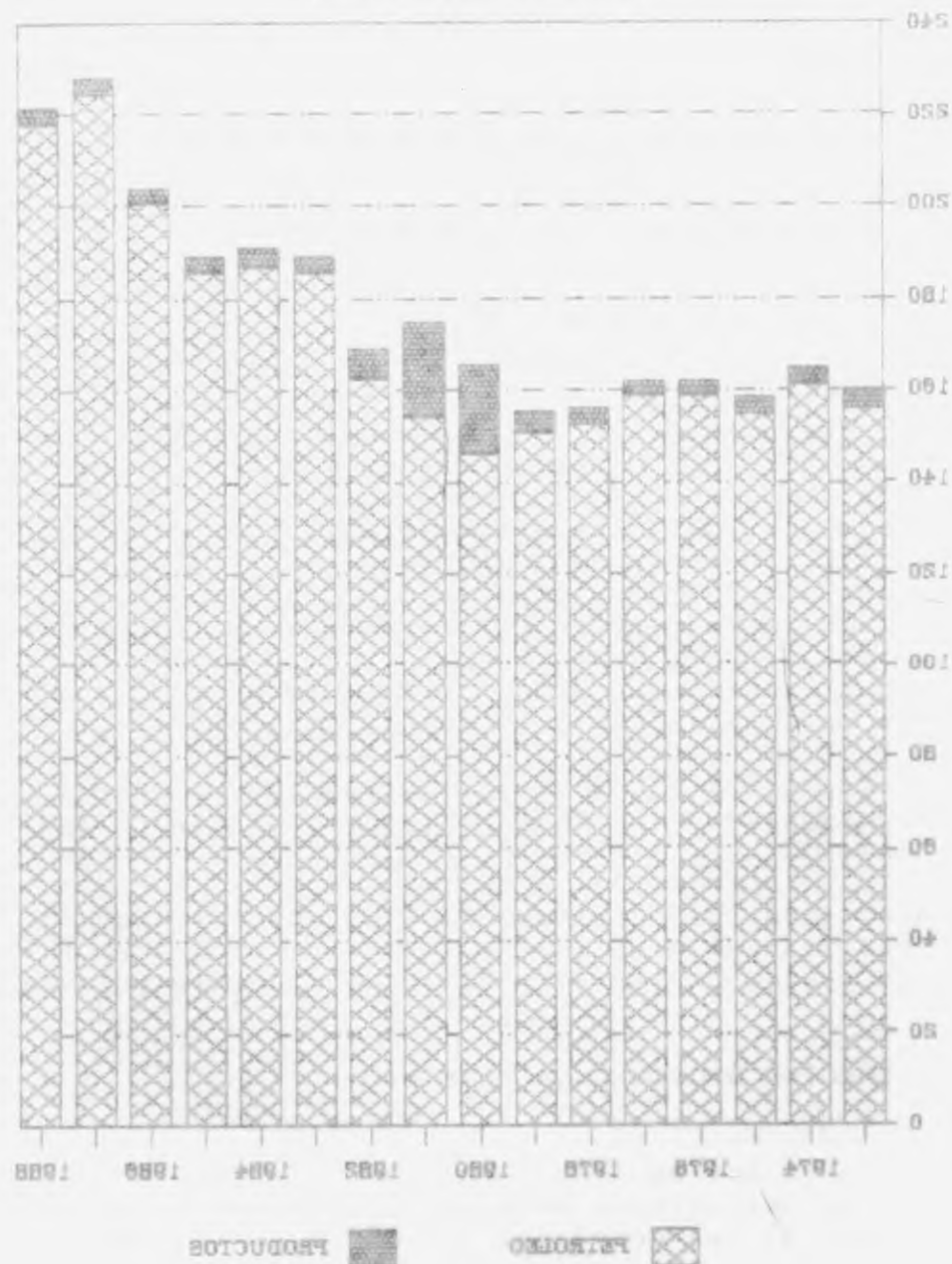
Durante 1988 se realizaron los diseños del pasado del oleoducto. Las etapas geotécnicas y de cruces de ríos, así como el diseño básico de las estaciones en Vasconia y Casanare.

REFINACION NACIONAL DE PETROLEO

En el cuadro 2.7 se presentan las cifras sobre refinación. Las cifras de refinación de petróleo en Venezuela han crecido significativamente en los últimos años. Esto se debe a la inversión en nuevas refinerías y a la mejora de las operaciones de las refinerías existentes.

En contraste con el pasado, cuando se llegó a los niveles más altos de refinación en 1988, las cargas de petróleo crudo a las refinerías han disminuido. Esto se debe a la reducción de la producción de crudo en las refinerías y a la disminución de la demanda de petróleo crudo. Sin embargo, la refinación de petróleo sigue siendo una actividad clave en el sector petrolero venezolano.

CARGA DE PETROLEO Y PRODUCTOS A REFINERIA
(Miles de Barriles/día)



CARGA

En el primer trimestre de 1988 las cargas aumentaron hasta un promedio de 233 mil barriles/día, un 8.5% por encima de igual período en 1987.

CUADRO 2.7
REFINACION NACIONAL DE PETROLEO
Miles de Barriles/Día

REFINERIA	1987	1988	VARIACION (%)
BARRANCABERMEJA	149.2	145.7	(2.4)
CARTAGENA	71.2	68.4	(4.0)
TIBU	2.2	2.2	-
ORITO	1.3	1.2	(6.7)
PLATO	0.4	0.3	(25.0)
TOTAL	224.3	217.8	(2.9)

Fuente: ECOPETROL - DPF

La capacidad de refinación es 240.000 barriles por día, la que será ampliada a mediano plazo con la construcción de una refinaria de mediana conversión, ubicada en el Magdalena Medio, para procesar 75.000 barriles por día. Esta decisión aprobada por la Junta Directiva de ECOPETROL ha sido presentada para la consideración del CONPES a fin de que la Empresa pueda iniciar a la mayor brevedad las gestiones para llevarla a cabo. Ella, que minimiza las necesidades de transporte, tiene ventajas adicionales como son los de vincular los recursos crudos pesados de Cocorná a las reservas del país, y los cuales sólo pueden ser aprovechados con esa capacidad refinadora, ya que por su calidad y ubicación no tienen un mercado expedito.

En 1988 se construyeron 2 tanques para incrementar la capacidad de almacenamiento de asfaltos en la Refinería de Cartagena. Se ejecutó la ingeniería básica para construcción, allí mismo, de trece tanques de almacenamiento de crudos, productos, residuos y lastres, con una capacidad de 1.3 millones de barriles.

También en la Refinería de Cartagena se finalizó la construcción de 2 de las 5 unidades generadoras de vapor, en un tiempo récord de trece meses, para eliminar el consumo de energía eléctrica externa.

3.6 PRODUCCION DE DERIVADOS

Como reflejo de las menores cargas de crudo en las refinarias, la producción de derivados se vio también disminuida en 1988. El

El nivel de producción de derivados de petróleo en 1988 se redujo en 1.7% con respecto al nivel de 1987, lo que representa una disminución de 1.7%.

CUADRO 2.7
REFINACION NACIONAL DE PETROLEN
Miles de Barriles/Día

REFINERIA	1987	1988	VARIACION (%)
BARRANCABERMEJA	122.0	122.0	0.0
CARTAGENA	10.0	10.0	0.0
OTROS	1.0	1.0	0.0
TOTAL	133.0	133.0	0.0

Fuente: ECOPETROL - DPE

La capacidad de refinación es 240.000 barriles por día, la que está ampliada a mediano plazo con la construcción de una refinería de mediana capacidad, ubicada en el Magdalena Medio, para procesar 120.000 barriles por día. Esta refinería aprobada por la Junta Directiva de ECOPETROL se está presentando para la consideración del CONPET a fin de que la Empresa pueda iniciar la mayor brevedad las gestiones para llevarla a cabo. Ello, que minimiza las necesidades de transporte, tiene ventajas adicionales como son los de reducir los costos de operación de Colombia a las reservas del país, y los cuales solo pueden ser cubiertos con ese capacidad refinadora, ya que por su calidad y ubicación no tienen un mercado exitoso.

En 1988 se construyeron 3 tanques para incrementar la capacidad de almacenamiento de petróleo en la Refinería de Cartagena, se mejoró la ingeniería básica para construcción de tanques, de almacenamiento de derivados de petróleo, productos, residuos y aceites, con una capacidad de 1.3 millones de barriles.

También en la Refinería de Cartagena se finalizó la construcción de 3 de las 5 unidades generadoras de vapor en un tiempo récord de tres meses, para eliminar el consumo de energía eléctrica externa.

PRODUCCION DE DERIVADOS

El nivel de producción de derivados de petróleo en 1988 se redujo en 1.7% con respecto al nivel de 1987, lo que representa una disminución de 1.7%.

total de combustibles producidos fue de 210 mil barriles día, que en comparación con el nivel de 1987 representa una disminución de 1.7%.

CUADRO 2.8
PRODUCCION DE PRINCIPALES COMBUSTIBLES
Miles de Barriles/Día

PRODUCTOS	1987	1988	VARIACION %
GASOLINA MOTOR	78.4	74.7	(4.6)
GASOLINA AVIACION	0.7	0.7	0.0
BENCINA Y COCINOL	4.1	3.7	(9.8)
ACPM	38.5	38.6	0.3
QUEROSENO	5.6	6.0	7.1
TURBOCOMBUSTIBLE	10.3	10.1	(1.9)
COMBUSTOLEO	64.8	63.9	(1.4)
PROPANO	11.5	12.5	8.7

TOTAL COMBUSTIBLES 213.9 210.2 (1.7)

OTROS DERIVADOS

PRODUCTO	UNIDAD DE MEDIDA	1987	1988	VARIACION %
AZUFRE	Miles Tons.	10.2	8.2	(19.6)
DISOLVENTES	Miles Bls./día	1.7	1.2	(29.4)
ALQUITRAN	Miles Bls./día	0.8	0.9	12.5
ETILENO	Miles Bls./día	2.7	3.5	29.6
BASES NAFTENICAS	Miles Bls./día	0.5	0.6	20.0
BASES PARAFINICAS	Miles Bls./día	1.2	1.4	16.7
ACIDO NAFTECNICO	Miles Tons.	0.6	0.5	(16.7)
PARAFINA	Miles Bls./día	0.4	0.5	25.0
TOLUENO	Miles Bls./día	0.3	0.4	33.3
CICLO HEXANO	Miles Bls./día	0.5	0.4	(2.0)
ORTOXILENO	Miles Bls./día	0.2	0.1	(50.0)
BENCENO	Miles Bls./día	0.3	0.1	(66.7)
ASFALTOS SOLIDOS	Miles Bls./día	2.0	2.4	20.0
ASFALTOS LIQUIDOS	Miles Bls./día	0.4	0.1	(75.0)

Fuente: ECOPETROL DPF

Las disminuciones más notorias en volúmenes producidos correspondieron a las gasolinas, mientras que los aumentos se presentaron únicamente en queroseno y propano. Adicionalmente, los complejos de refinación de Barrancabermeja y Cartagena produjeron otros refinados y petroquímicos, incluyendo

parafinas, bases lubricantes, alquitrán, aromáticos, xilenos, azufre y ácido nafténico, presentando disminución en casi todos ellos.

3.7 COMERCIO EXTERIOR DE PETROLEO Y DERIVADOS

En el cuadro 2.9 se resumen los volúmenes de importaciones y exportaciones del petróleo y productos derivados en los dos últimos años.

Con excepción de la gasolina motor, cuya producción nacional está limitada por la capacidad de refinación, el país es autosuficiente para atender al abastecimiento de sus requerimientos de combustibles. Además del petróleo, se exportan excedentes de combustóleo y se importan faltantes de gasolina motor.

CUADRO 2.9
COMERCIO EXTERIOR DE DERIVADOS
Miles de Barriles /Día

PRODUCTOS	1987	1988	VARIACION %
IMPORTACIONES			
-Gasolina Motor	12.8	22.5	75.5
-Otros Productos	0.4	0.8	100.0
Total Importaciones	13.2	23.3	175.5
EXPORTACIONES			
Crudo:	145.6	144.4	(0.8)
-ECOPETROL	71.1	78.6	10.5
-Shell	37.7	33.6	(10.9)
-Occidental	36.8	32.2	(12.5)
Combustóleo (ECOPETROL)	58.6	58.8	0.4
Otros Productos	12.2	8.2	(32.78)
Total Exportaciones	216.4	211.4	(2.3)

Fuente: ECOPETROL DFP

Se observa el considerable aumento en los volúmenes importados de gasolina, 75%, durante el año de 1988. Este acentuado crecimiento se deriva del dinamismo en la demanda interna y de la baja en la producción nacional del principal refinado del petróleo.

CUADRO 2.8
PRODUCCION DE PRINCIPALES COMBUSTIBLES
Miles de Barriles/Día

PRODUCTOS	1987	1988	VARIACION %
Gasolina Motor	18.0	17.5	(2.8)
Gasolina Avión	0.0	0.0	0.0
Gasolina Industrial	4.1	4.0	(2.4)
Gasolina Total	22.1	21.5	(2.7)
Gasolina Total	10.0	10.0	0.0
Gasolina Total	8.0	8.0	0.0
Gasolina Total	1.0	1.0	0.0
Total Combustibles	41.1	40.5	(1.5)

OTROS DERIVADOS

PRODUCTO	UNIDAD DE MEDIDA	1987	1988	VARIACION %
Alquitrán	Miles Barriles/Día	1.7	1.5	(11.8)
Alquitrán	Miles Barriles/Día	0.9	0.8	(11.1)
Alquitrán	Miles Barriles/Día	2.4	2.2	(8.3)
Bases Parafínicas	Miles Barriles/Día	0.2	0.2	0.0
Bases Parafínicas	Miles Barriles/Día	1.2	1.2	0.0
Ácido Nafténico	Miles Barriles/Día	0.6	0.5	(16.7)
Parafina	Miles Barriles/Día	0.4	0.4	0.0
Tolueno	Miles Barriles/Día	0.2	0.2	0.0
Gas Hexano	Miles Barriles/Día	0.2	0.2	0.0
Ortoxileno	Miles Barriles/Día	0.2	0.2	0.0
Benceno	Miles Barriles/Día	0.3	0.3	0.0
Asfaltos Sólidos	Miles Barriles/Día	0.0	0.0	0.0
Asfaltos Líquidos	Miles Barriles/Día	0.0	0.0	0.0

Fuente: ECOPETROL DFP

Las disminuciones más notables en volúmenes producidos correspondieron a las gasolinas motor y aviones, que se presentaron únicamente en proporción y proporción. Adicionalmente, se observó una disminución en la producción de parafinas y asfaltos sólidos y líquidos, incluyendo otros derivados.

... en caso de...
... en caso de...

COMERCIO EXTERIOR DE PETRÓLEO Y DERIVADOS

... en caso de...
... en caso de...

... en caso de...
... en caso de...

CUADRO 2.9
COMERCIO EXTERIOR DE DERIVADOS
Miles de Barriles/Día

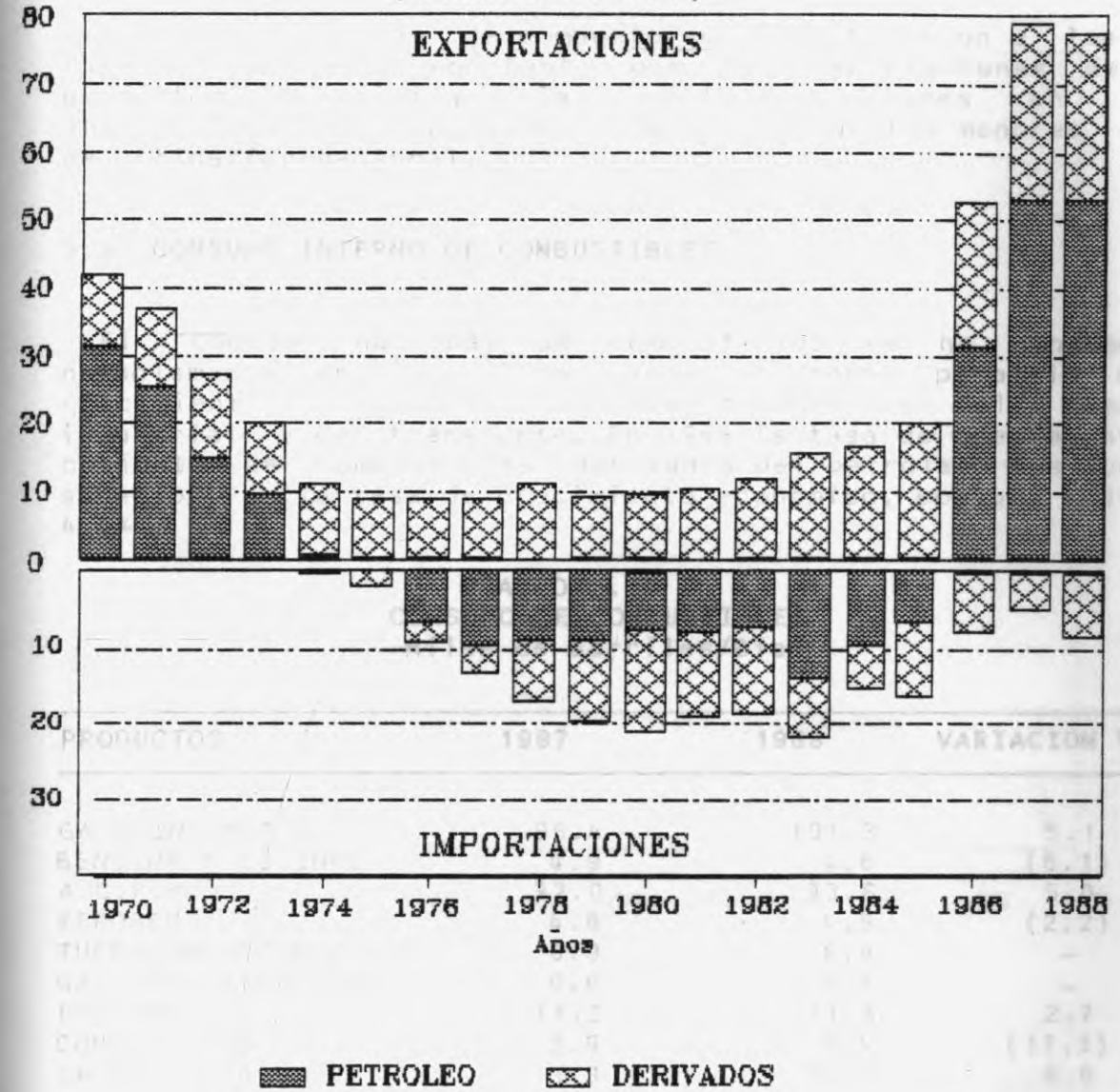
PRODUCTOS	1987	1988	VARIACION %
EXPORTACIONES			
Crudos	147.6	144.4	(2.1)
Gasolina	11.1	10.8	(2.7)
Gasóleo	31.7	33.8	(7.0)
Gas natural	38.8	32.2	(17.0)
Gasolina (gasolina)	58.8	58.8	0.0
Gas natural	12.2	8.2	(33.6)
Gasolina (gasolina)	58.8	58.8	0.0
Gas natural	12.2	8.2	(33.6)
Total Exportaciones	209.2	212.2	(1.4)
IMPORTACIONES			
Gasolina	12.2	13.2	(8.3)
Otros Productos	0.2	0.2	100.0
Total Importaciones	12.4	13.4	(7.8)

Fuente: ECOMETRO DFP

... en caso de...
... en caso de...

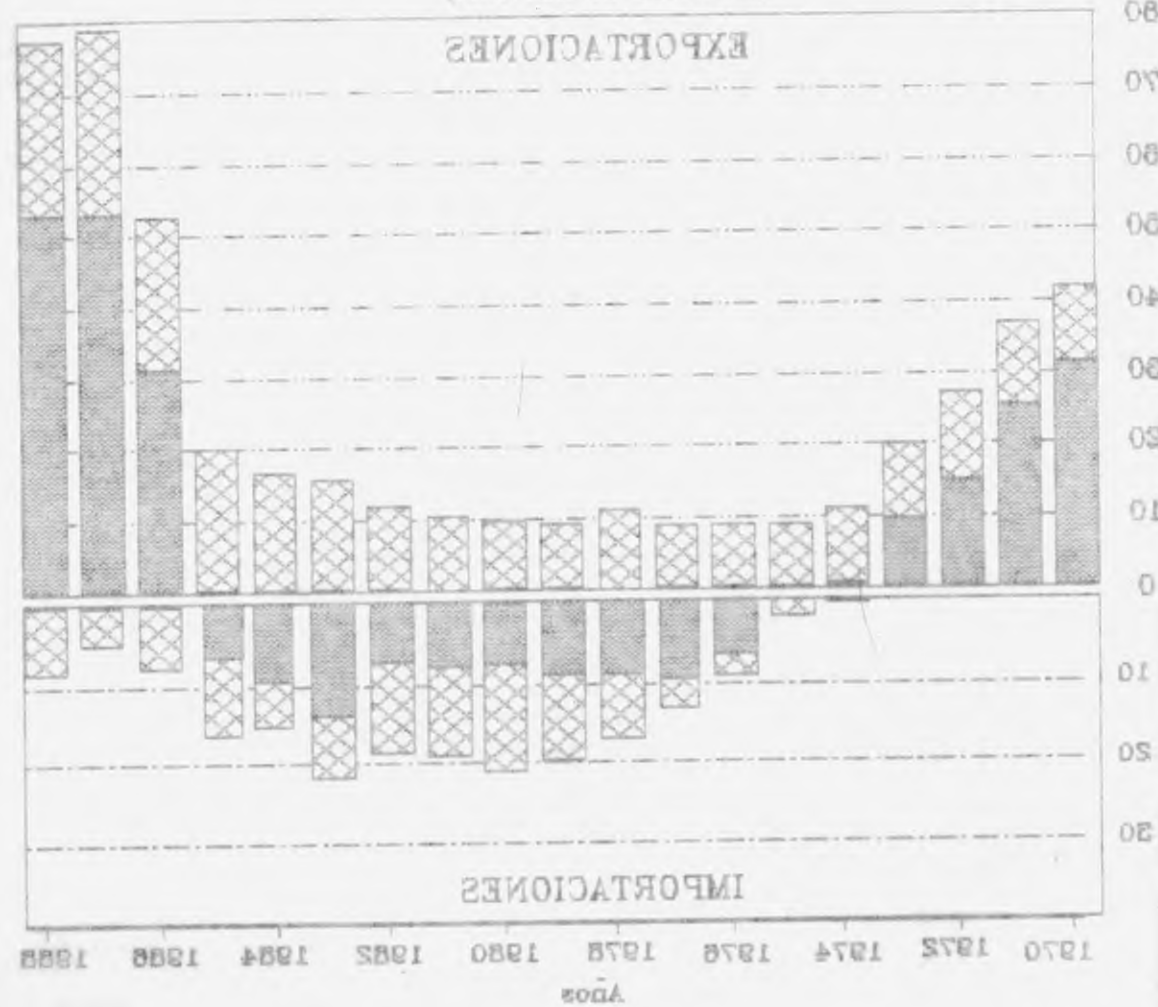
Grafico No. 2.11

BALANZA VOLUMETRICA DE PETRÓLEOS
(Millones de Barriles)



eximpetl

Gráfico No. 2.11
BALANZA VOLUMETRICA DE PETROLEOS
(Millones de Barriles)



■ PETROLEO ▨ DERIVADOS

Se observa igualmente la disminución en las exportaciones de crudo, correspondientes totalmente a las bajas en el transporte del crudo Caño Limón, explotado mediante la Asociación ECOPETROL-Occidental-Shell, disminución originada en los ya referidos atentados contra el oleoducto.

Las exportaciones de combustóleo se mantuvieron a los mismo niveles de 1987, en tanto que las exportaciones de otros productos, incluidas las ventas a naves en viajes internacionales, disminuyeron como efecto de los menores niveles de refinación nacional.

3.8 CONSUMO INTERNO DE COMBUSTIBLES

El consumo nacional de combustibles se ha incrementado notablemente en los últimos años, en forma paralela con el crecimiento económico y particularmente con el desarrollo industrial y del transporte. En 1988 la tasa de crecimiento del conjunto de combustibles derivados del petróleo fue un poco superior a la tasa de crecimiento económico, con un índice de 4.0%.

CUADRO 2.10
CONSUMO DE COMBUSTIBLES
Miles de Barriles/Día

PRODUCTOS	1987	1988	VARIACION %
GASOLINA MOTOR	96.4	101.3	5.1
BENCINA Y COCINOL	4.9	4.6	(6.1)
A.C.P.M.	32.0	33.6	5.0
KEROSENO	4.6	4.5	(2.2)
TURBOCOMBUSTIBLE	8.9	8.9	-
GASOLINA AVIACION	0.6	0.6	-
PROPANO	11.2	11.5	2.7
COMBUSTOLEO	2.9	2.4	(17.3)
CRUDO CASTILLA	11.3	12.3	8.8
TOTAL	172.8	179.7	4.0

Fuente: ECOPETROL DPF

En el caso de la gasolina motor (corriente y extra), su consumo se incrementó en 5.1%, cifra superior al promedio de crecimiento de la demanda de este producto en los años 80 (4.1%). Algo similar se puede anotar respecto al A.C.P.M, combustible utilizado en transporte y como fuente calorífica en la industria. Dentro de los combustibles pesados, es notable la sustitución que continúa operando entre el fueloil o combustóleo y el crudo castilla, en las industrias del centro del país.

factores de producción de transporte... ECOPETROL... referidos

los mismos... niveles... de refinación

CONSUMO INTERNO DE COMBUSTIBLES

El consumo interno de combustibles se ha incrementado notablemente... el crecimiento... el desarrollo... el aumento... el incremento... el crecimiento... el desarrollo... el aumento... el incremento... el crecimiento... el desarrollo... el aumento... el incremento...

CUADRO 2.10
CONSUMO DE COMBUSTIBLES
Miles de Barriles/Día

PRODUCTOS	1987	1988	VARIACION %
GASOLINA MOTOR	88.4	101.9	14.6
REFINIA Y COCINOL	4.9	4.0	(18.4)
A.C.P.H.	32.0	33.8	5.9
KEROSENO	4.8	4.2	(12.5)
TURBOCOMBUSTIBLE	8.9	8.9	0.0
GASOLINA AVIACION	0.3	0.8	166.7
PROPANO	11.3	11.2	(0.9)
COMBUSTIBLE	2.8	2.4	(14.3)
CRUDO CASTILLA	12.3	8.8	(28.4)
TOTAL	172.8	199.7	16.1

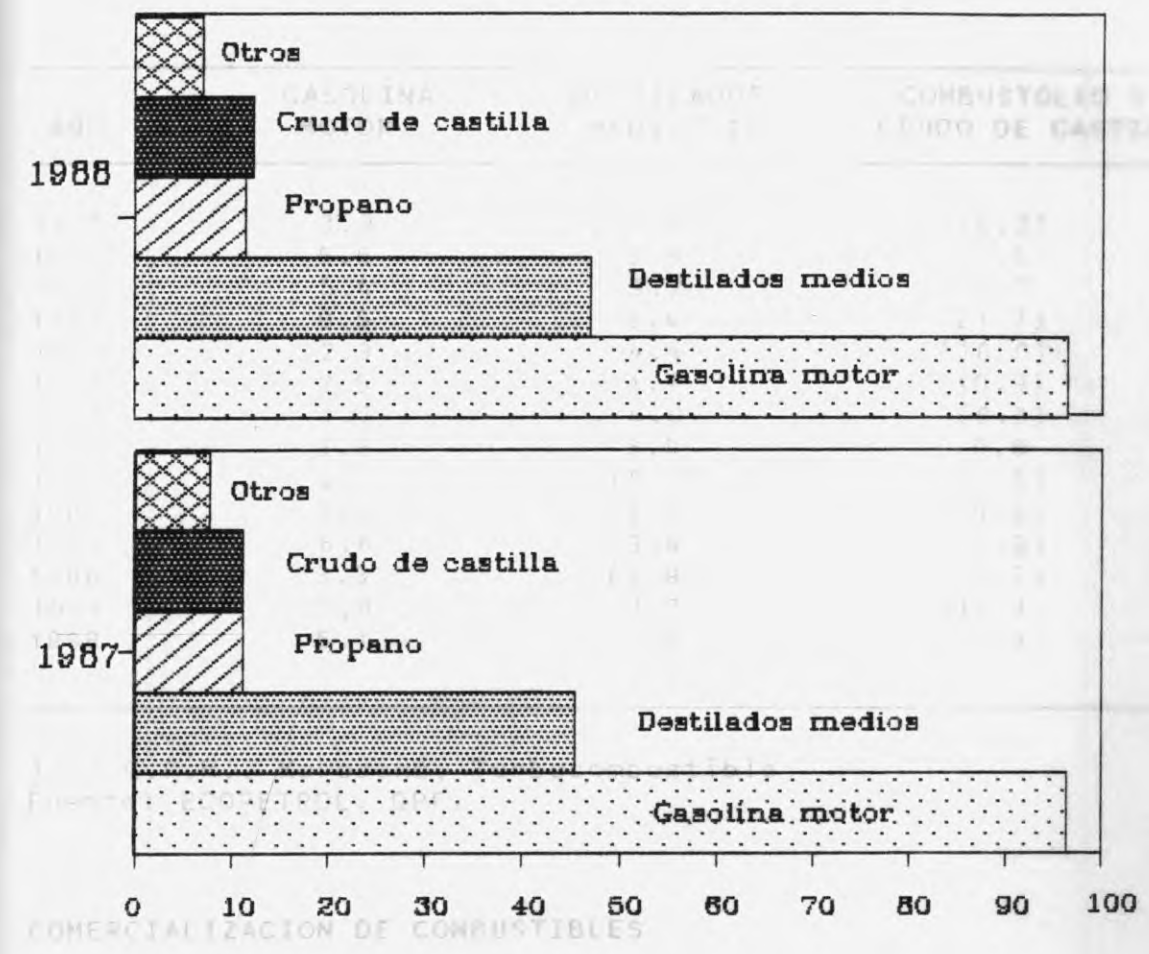
Fuente: ECOPETROL S.A.

En el caso de la gasolina motor... el consumo... el aumento... el crecimiento... el desarrollo... el aumento... el incremento... el crecimiento... el desarrollo... el aumento... el incremento...

Grafico No. 2.12

CONSUMO DE COMBUSTIBLES

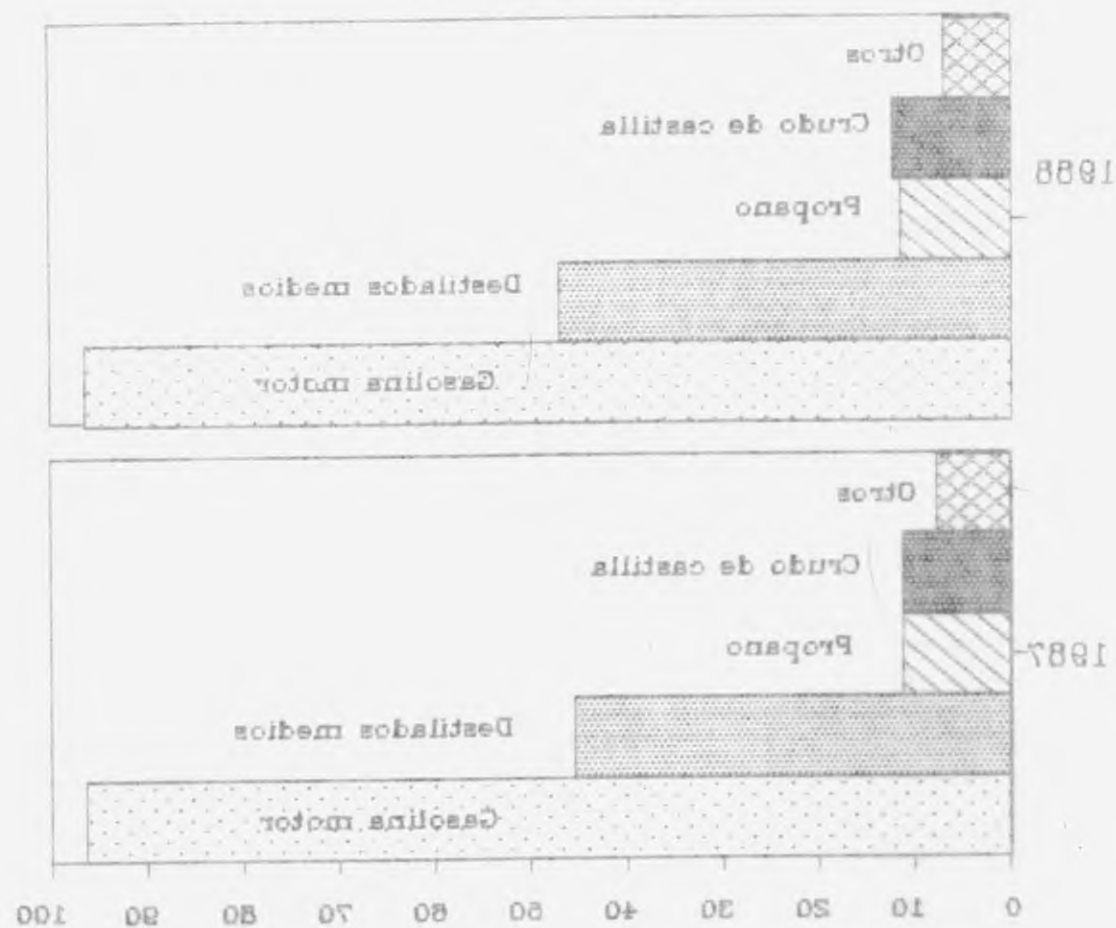
(Miles de Bls/día)



concomb

El consumo interno de combustibles se ha incrementado notablemente... el crecimiento... el desarrollo... el aumento... el incremento... el crecimiento... el desarrollo... el aumento... el incremento...

CONSUMO DE COMBUSTIBLES
(Miles de Bls/día)



consumo

CUADRO 2.11
TASAS DE CRECIMIENTO (%) DEL CONSUMO NACIONAL
DE COMBUSTIBLES

AÑO	GASOLINA MOTOR	DESTILADOS MEDIOS 1/	COMBUSTOLEO Y CRUDO DE CASTILLA
1975	3.8	(1.0)	(16.2)
1976	5.5	5.8	15.5
1977	5.4	3.2	0.7
1978	6.5	3.4	(21.7)
1979	2.3	4.4	(10.6)
1980	2.5	1.7	(10.9)
1981	1.7	4.0	(8.3)
1982	3.8	3.4	0.6
1983	4.3	(0.7)	(1.5)
1984	3.2	(2.2)	(0.6)
1985	6.6	3.4	(4.9)
1986	3.3	(3.9)	(3.7)
1987	5.9	7.7	13.7
1988	5.1	3.2	3.5

1/ A.C.P.M., Keroseno, Turbocombustible
Fuente: ECOPETROL, DPF.

COMERCIALIZACION DE COMBUSTIBLES

El fortalecimiento de ECOPETROL en los últimos 3 años le ha permitido desarrollar también una mayor participación en el mercadeo de combustibles, para lo cual se reestructuraron los TERPELES, como sociedades de economía mixta. Desde sus sedes en Bucaramanga, Barranquilla, Manizales, Medellín, Neiva, Bogotá y Cali, estas empresas han logrado incrementar su participación en el mercado de combustibles y lubricantes hasta cerca del 15% del total nacional.

Para concretar la política gubernamental, referente a una mayor presencia en las fronteras del país, desde 1.989, ECOPETROL ha venido montando plantas de combustibles en localidades como Puerto Carreño, Puerto Inírida, y Leticia. El suministro a las dos primeras se lleva a cabo desde Bogotá utilizando transporte terrestre y fluvial. La planta de Leticia se abastece desde Manaos, mediante convenio con la Empresa Brasileña PETROBRAS.

CUADRO 2.11
TASAS DE CRECIMIENTO (%) DEL CONSUMO NACIONAL
DE COMBUSTIBLES

AÑO	GASOLINA MOTOR	DESTILADOS MEDIOS (%)	COMBUSTIBLES Y CRUDO DE CASTILLA
1975	2.4	1.2	1.2
1976	2.4	1.2	1.2
1977	2.4	1.2	1.2
1978	2.4	1.2	1.2
1979	2.4	1.2	1.2
1980	2.4	1.2	1.2
1981	2.4	1.2	1.2
1982	2.4	1.2	1.2
1983	2.4	1.2	1.2
1984	2.4	1.2	1.2
1985	2.4	1.2	1.2
1986	2.4	1.2	1.2
1987	2.4	1.2	1.2
1988	2.4	1.2	1.2

INFORMACION DE COMBUSTIBLES
Fuentes: COPETROL, DPE, I.A.C.P.M., Kenosol, Turbocombustibles

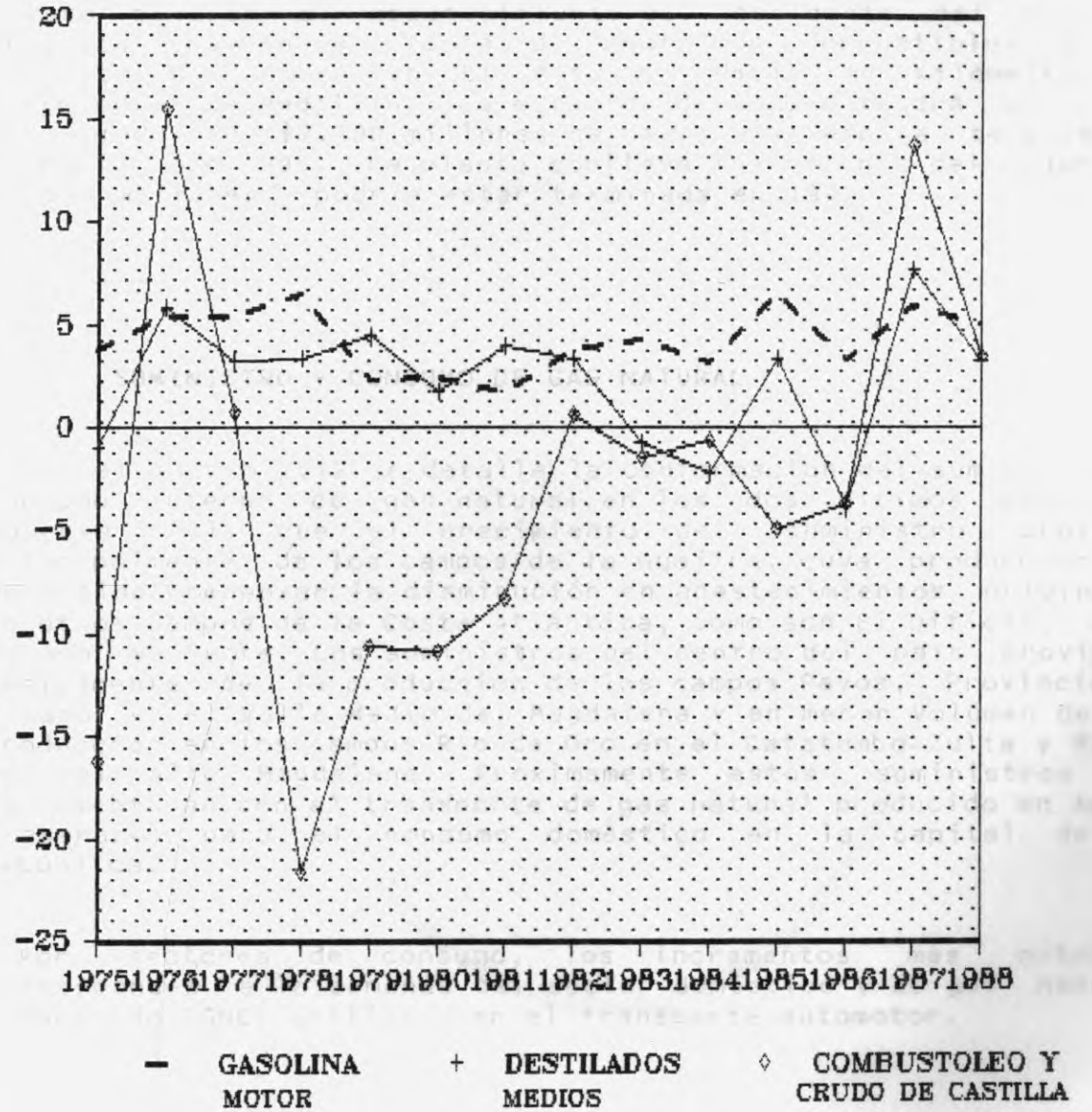
COMERCIALIZACION DE COMBUSTIBLES

El fortalecimiento de COPETROL en los últimos años se ha
permitido desarrollar también una mejor participación en el
mercado de combustibles, para lo cual se reestructuraron los
TERRELL, como sociedades de economía mixta, desde sus redes en
Bucaramanga, Barranquilla, Manizales, Medellín, Neiva, Bogotá y
Cali. Estas empresas han logrado fundamentalmente su participación en
el mercado de combustibles y lubricantes hasta cerca del 18% del
total nacional.

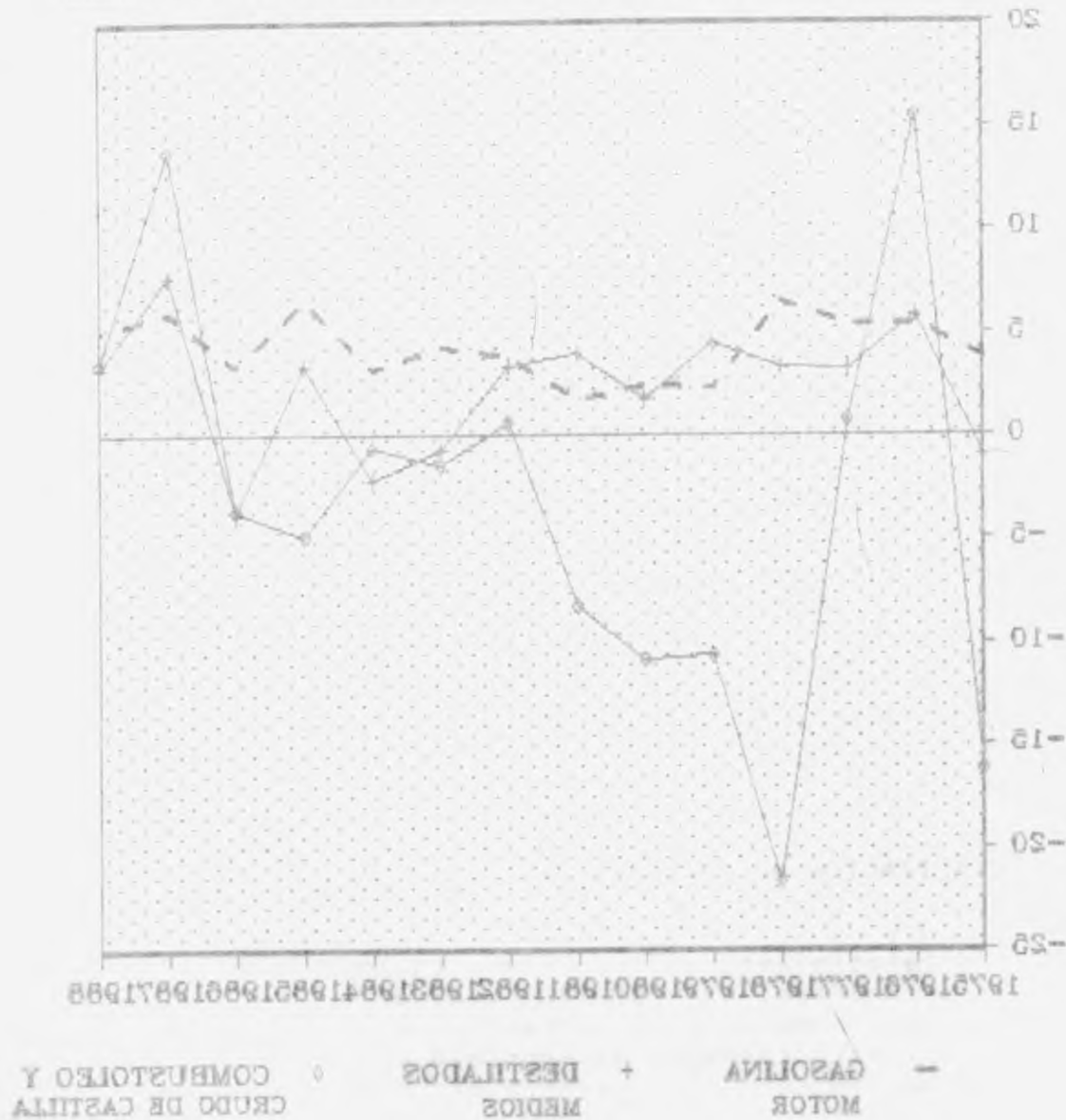
Para completar la oferta gubernamental, se creó una mayor
presencia en las fronteras del país, desde 1987 COPETROL ha
venido montando plantas de empuje en localidades como
Puerto Cumbuco, Puerto Inírida y Leticia. El suministro a las
zonas primarias se lleva a cabo desde Bogotá utilizando transporte
ferroviario y fluvial. La planta de Leticia se operó desde
Manizales mediante convenio con la empresa local PETROBAR.

Grafico No. 2.13

TASA DE CRECIMIENTO(%) DEL CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES



TASA DE CRECIMIENTO(%) DEL CONSUMO NAT. DE COMBUSTIBLES



Actualmente se construye una planta de abasto en Puerto Asís, para atender el área de Putumayo a partir de diciembre del presente año. También se proyecta una planta en Florencia lo cual entrará en operación en diciembre de 1990. Las inversiones en estos proyectos de frontera ascienden a \$1.500 millones.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES

Para mejorar el abastecimiento del occidente del país se proyecta una nueva planta de abasto de combustibles y una estación de bombeo en El Alto El Umbí, 10 kilómetros al nororiente de Medellín. La estación de bombeo tendrá un costo aproximado de \$2.700 millones de pesos y se espera tenerla en operación en 1990. La planta conlleva inversiones del orden de \$5.000 millones y podría estar terminada en 1992.

INDUSTRIAL (25%)

3.9 SUMINISTRO Y CONSUMO DE GAS NATURAL

En el cuadro 2.12 se detalla la conformación del suministro y consumo interno de gas natural en los dos últimos años. Se observa allí que el crecimiento del suministro proviene principalmente de los campos de la Guajira, cuya producción ha permitido compensar la disminución en abastecimientos originados en otros campos de la Costa Atlántica, como son El Difícil, Jobo Tablón y Sucre. Los suministros del centro del país provienen básicamente de la producción de los campos Payoa, Provincia y Lisama en el Valle Medio del Magdalena y en menor volumen de la producción en los campos Río de Oro en el Catatumbo-Zulia y Neiva en el Alto Magdalena. Próximamente estos suministros se incrementarán con el transporte de gas natural producido en Apiay (Casanare) para el consumo doméstico en la capital de la República.

Por sectores de consumo, los incrementos más notables corresponden a la demanda del sector doméstico y de gas natural comprimido (GNC) utilizado en el transporte automotor.

CONGRUENT

El consumo de gas natural en el país se ha incrementado considerablemente en los últimos años, debido a la expansión de la industria y a la creciente demanda de calefacción en las zonas urbanas. Este crecimiento ha llevado a una mayor dependencia de las importaciones de gas natural, lo que plantea preocupaciones sobre la seguridad energética y el costo de suministro.

El consumo de gas natural en el país se ha incrementado considerablemente en los últimos años, debido a la expansión de la industria y a la creciente demanda de calefacción en las zonas urbanas. Este crecimiento ha llevado a una mayor dependencia de las importaciones de gas natural, lo que plantea preocupaciones sobre la seguridad energética y el costo de suministro.

SUMINISTRO Y CONSUMO DE GAS NATURAL

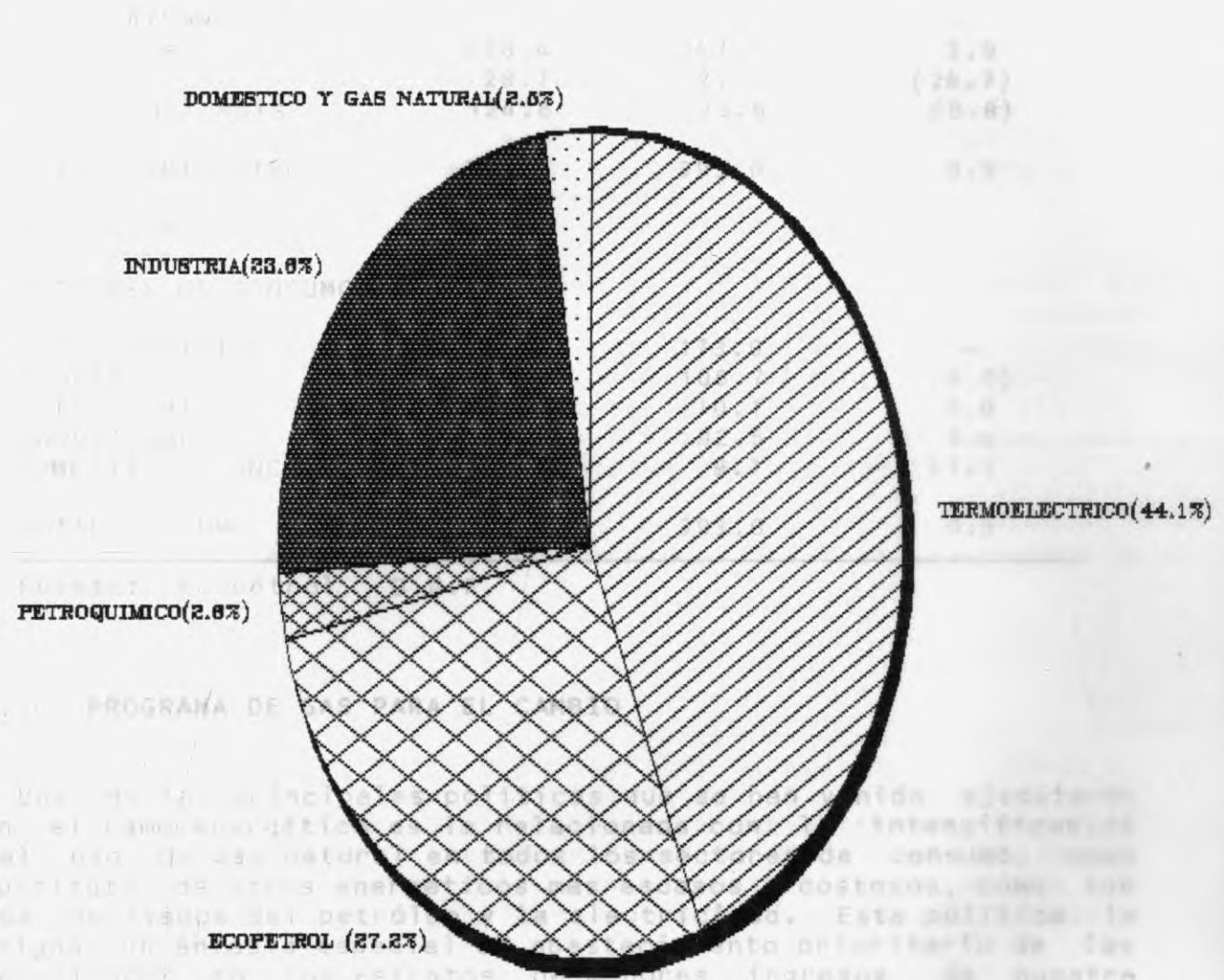
El suministro de gas natural en el país se ha incrementado considerablemente en los últimos años, debido a la expansión de la industria y a la creciente demanda de calefacción en las zonas urbanas. Este crecimiento ha llevado a una mayor dependencia de las importaciones de gas natural, lo que plantea preocupaciones sobre la seguridad energética y el costo de suministro.

El consumo de gas natural en el país se ha incrementado considerablemente en los últimos años, debido a la expansión de la industria y a la creciente demanda de calefacción en las zonas urbanas. Este crecimiento ha llevado a una mayor dependencia de las importaciones de gas natural, lo que plantea preocupaciones sobre la seguridad energética y el costo de suministro.

Grafico No. 2.14

REGION Y PERIODO: 1987 1998 VARIACION %

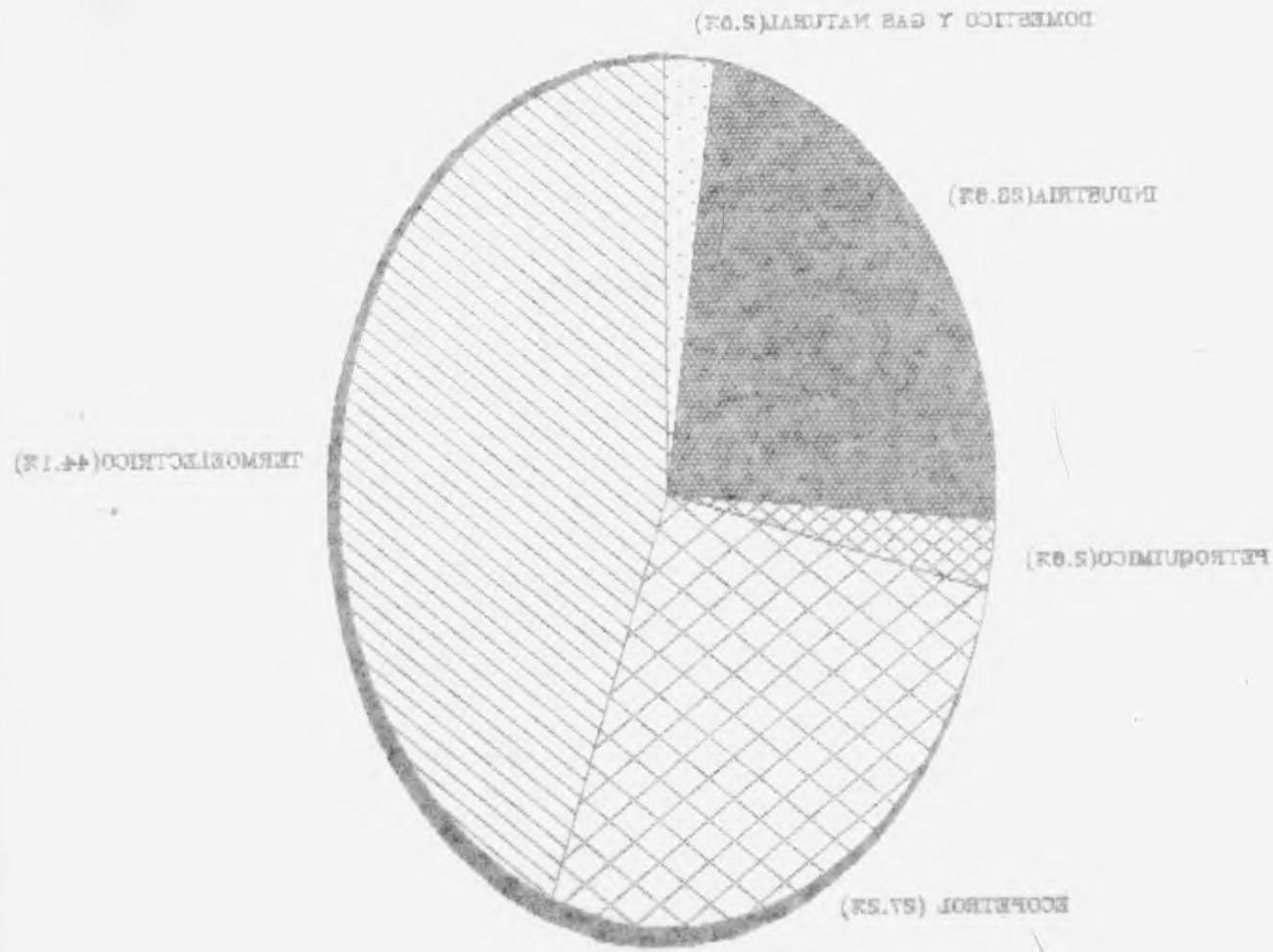
CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES



CONGASECT

El consumo de gas natural en el país se ha incrementado considerablemente en los últimos años, debido a la expansión de la industria y a la creciente demanda de calefacción en las zonas urbanas. Este crecimiento ha llevado a una mayor dependencia de las importaciones de gas natural, lo que plantea preocupaciones sobre la seguridad energética y el costo de suministro.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES



CONGRABEC

CUADRO 2.12
SUMINISTRO Y CONSUMO DE GAS NATURAL
(Giga BTU/Día)

REGION Y CAMPOS	1987	1988	VARIACION %
A. SUMINISTRO			
COSTA ATLANTICA			
- Guajira	238.4	247.8	3.9
- Otros	28.7	21.6	(24.7)
Centro del País	124.6	123.6	(0.8)
TOTAL SUMINISTRO	391.9	393.0	0.3
B. CONSUMO			
SECTORES DE CONSUMO			
TERMoeLECTRICO	173.7	173.0	-
ECOPETROL	112.8	106.7	(6.0)
PETROQUIMICO	9.9	10.1	2.0
INDUSTRIAL	87.8	92.5	5.4
DOMESTICO Y GNC	7.4	9.7	31.1
TOTAL CONSUMO	391.6	393.0	0.3

Fuente: Ecopetrol. D.P.F.

3.10 PROGRAMA DE GAS PARA EL CAMBIO

Una de las principales políticas que se han venido ejecutando en el ramo energético es la relacionada con la intensificación del uso de gas natural en todos los sectores de consumo, como sustituto de otros energéticos más escasos y costosos, como son los derivados del petróleo y la electricidad. Esta política le asigna un énfasis especial al abastecimiento prioritario de las necesidades en los estratos de menores ingresos de nuestra población, en lo concerniente con cocción de alimentos y calentamiento de agua, por su obvio impacto para el mejoramiento social.

El gas natural se ha convertido a nivel mundial en uno de los combustibles más usados y más competitivos con otros energéticos, entre otras cosas por su bajo precio, su combustión limpia sin residuos y por su baja contaminación ambiental. Además, debido a la forma como se ha desarrollado y a las dificultades para el transporte en el mercado internacional, este recurso no ha sido sometido a control de precios por parte de carteles internacionales, como es el caso del petróleo. Por

CUADRO 2.12
SUMINISTRO Y CONSUMO DE GAS NATURAL
(en millones de metros cúbicos)

REGIÓN Y CANTÓN	1987	1988	VARIACIÓN %
TOTAL	100.0	100.0	0.0
BOGOTÁ	10.0	10.0	0.0
VALLE	10.0	10.0	0.0
ANTIOQUIA	10.0	10.0	0.0
COLOMBIA	10.0	10.0	0.0
BOGOTÁ	10.0	10.0	0.0
VALLE	10.0	10.0	0.0
ANTIOQUIA	10.0	10.0	0.0
COLOMBIA	10.0	10.0	0.0
BOGOTÁ	10.0	10.0	0.0
VALLE	10.0	10.0	0.0
ANTIOQUIA	10.0	10.0	0.0
COLOMBIA	10.0	10.0	0.0

PROGRAMA DE GAS PARA EL CAMBIO

Una de las principales políticas que se han venido discutiendo en el campo energético es la relacionada con la interconexión del sistema de gas natural en todos los sectores del territorio, como resultado de la escasez de energía en las zonas rurales y la falta de alternativas de abastecimiento. Esta política se ha traducido en esfuerzos especiales para el desarrollo de las redes de gas natural en las zonas rurales y en la promoción de alternativas de abastecimiento en las zonas urbanas. En consecuencia, se han venido realizando esfuerzos para el desarrollo de las redes de gas natural en las zonas rurales y en la promoción de alternativas de abastecimiento en las zonas urbanas.

El gas natural se ha convertido en un recurso energético muy atractivo para las zonas rurales y urbanas, debido a su bajo costo y a su alta eficiencia. En consecuencia, se han venido realizando esfuerzos para el desarrollo de las redes de gas natural en las zonas rurales y en la promoción de alternativas de abastecimiento en las zonas urbanas.

tanto, sus costos de oportunidad dependen de las condiciones de cada país, y su consumo, en un elevado porcentaje, se efectúa en los mismos países que lo explotan. En el caso de Colombia, el principal incremento ocurrió a partir del año 1977 cuando entraron en producción los grandes yacimientos de gas de La Guajira, pero la intensificación de su uso ha sido muy tímida.

Colombia cuenta, como se vió antes, con reservas probadas o recuperables superiores a los 4.300 gigapies cúbicos de gas natural y con un alto potencial de reservas probables, las cuales permitirían abastecer la demanda actual y prevista de gas de todo el país en el mediano y largo plazo. El análisis integrado con el cual se ha estado enfocando y manejando el sector energético en los últimos tres años, ha mostrado claramente la conveniencia de promover un mayor uso del gas natural.

El Programa de Gas para el Cambio avanza satisfactoriamente en lo correspondiente a una primera fase, en la cual se pretende aumentar la participación de este combustible en las estructuras de consumo de los mercados contiguos a los depósitos gasíferos, y en los procesos de sustitución del GLP y cocinol. En lo relativo a la segunda fase, donde se espera llevar el gas a otros mercados se ha optado por profundizar las evaluaciones y análisis.

Los principales resultados de la fase inicial se describen a continuación.

NUEVAS INSTALACIONES

En las áreas de influencia de los gasoductos troncales existentes (Costa Atlántica, Santander y Huila) se ha incrementado el número de instalaciones domiciliarias para el servicio de gas natural, hasta un total de 184.500 en diciembre de 1988, las que en comparación con las existentes en agosto de 1986, que eran 87.000, significan un crecimiento de 120% respecto a lo hecho hasta ese entonces.

GAS PROPANO (GLP)

REGIÓN Y CANTÓN	1987	1988	VARIACIÓN %
TOTAL	100.0	100.0	0.0
BOGOTÁ	10.0	10.0	0.0
VALLE	10.0	10.0	0.0
ANTIOQUIA	10.0	10.0	0.0
COLOMBIA	10.0	10.0	0.0
BOGOTÁ	10.0	10.0	0.0
VALLE	10.0	10.0	0.0
ANTIOQUIA	10.0	10.0	0.0
COLOMBIA	10.0	10.0	0.0

CUADRO 2.13
USUARIOS DOMICILIARIOS DE GAS NATURAL
NUMERO DE INSTALACIONES

CIUDADES	DICIEMBRE/87	DICIEMBRE/88	VARIACION %
RIOHACHA	2.208	2.769	25.4
SANTA MARTA	6.705	8.202	22.3
RODADERO	1.698	2.128	25.3
BARRANQUILLA	37.199	46.508	25.0
SABANALARGA	1.147	1.233	7.5
SOLEDAD	1.159	2.895	149.8
MALAMBO	86	171	98.8
CIENAGA	-	218	-
CARTAGENA	19.608	28.683	46.3
SINCELEJO	3.011	4.884	62.2
BUCARAMANGA	37.821	45.822	21.1
BARRANCABERMEJA	560	2.099	274.8
FLORIDABLANCA	7.990	11.965	49.7
NEIVA	21.478	25.948	20.8
AIPE	-	961	-
TOTAL	140.670	184.486	31.19

Fuente: Direcc. Gral. Hidrocarb. - División de Combustibles

GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

Como parte del Programa de Gas para el Cambio, se ha venido adelantando también el montaje de estaciones de servicio para la venta de gas natural como combustible automotor. En la actualidad se cuenta con 5 estaciones, localizadas 4 en la Costa Atlántica y 1 en Neiva, para el suministro de GNC a 505 vehículos.

GAS PROPANO (GLP)

El programa de "Gas para el Cambio" incluye en su fase inicial la sustitución del cocinero, la leña y la electricidad por G.L.P., siendo éste un paso intermedio entre la situación que se estaba viviendo y el uso más intenso de gas natural como energía doméstica. Por tal motivo la adjudicación de nuevos cupos de G.L.P., durante 1988 se hizo con el propósito de sacar adelante esta iniciativa. El cuadro 2.14 muestra en resumen la composición de los cupos actuales y las entregas por terminal.

Otras acciones que vale la pena destacar respecto a este combustible son:

DIAGRAMA DE TENDENCIAS DE LAS INSTALACIONES DE GAS NATURAL EN LOS DEPARTAMENTOS DE COLOMBIA

DEPARTAMENTO	1987	1988	VARIACION %
BOGOTÁ	140.000	140.000	0
ANTIOQUIA	100.000	100.000	0
VALLE	100.000	100.000	0
CAQUETÁ	100.000	100.000	0
CAJAMARCA	100.000	100.000	0
BOYACÁ	100.000	100.000	0
QUINDIÁN	100.000	100.000	0
CHOCÓ	100.000	100.000	0
COLOMBIA	1.000.000	1.000.000	0

GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

El programa de "gas para el cambio" incluye en su fase inicial la distribución del material de las estaciones de servicio de gas natural como combustible alternativo. En la actualidad se cuenta con 2 estaciones localizadas en la Costa Atlántica y 1 en Neiva, para el suministro de GNC a 502 vehículos.

GAS PROPANO (GLP)

El programa de "gas para el cambio" incluye en su fase inicial la distribución del material de las estaciones de servicio de gas propano como combustible alternativo. En la actualidad se cuenta con 2 estaciones localizadas en la Costa Atlántica y 1 en Neiva, para el suministro de GLP a 502 vehículos.

- La intensificación en el uso de gas natural ha permitido mejorar el abastecimiento de gas propano en poblaciones y estratos marginados.

- En el área de Bogotá, el Gobierno a través de COLGAS viene adelantando, desde diciembre de 1986, el programa de propano, con una cobertura prevista de 140.000 usuarios, de los que a la fecha ya se han beneficiado unos 100.000, mediante la ejecución de inversiones de \$720 millones.

- En agosto de 1988 se inició un programa similar para Cali, en el cual se tiene previsto beneficiar 55.000 familias.

- Las condiciones económicas de estos programas son altamente favorables para el usuario, puesto que se prevé la financiación subsidiada de los equipos. La instalación domiciliar es gratuita y ofrece la oportunidad de entregar la estufa a gasolina como parte de pago.

- Paralelamente se ha promovido la instalación de tiendas de distribución minorista, así como 100 Comités Comunales para mejorar el servicio de propano en Bogotá.

En cuanto a capacidad de almacenamiento de G.L.P. en tanques estacionarios, durante 1988 se obtuvieron los siguientes incrementos:

- La planta de Amalgamas, ubicada en Facatativá, aumentó su capacidad 32%, pasando de 330.000 a 435.000 galones.

- Se instaló y puso en servicio la planta de Almansilla con una capacidad de 130.000 galones de almacenamiento estacionario.

Este almacenamiento, más el de la planta de Alsbana que es de 335.000 galones, permitió sin mayores contratiempos el traslado de las plantas que aún operan en Puente Aranda al terminal de Mansilla.

Además de lo anterior, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio, aprobó nuevos proyectos para instalaciones comerciales, industriales y domésticas que contemplan algo más de 100.000 galones de almacenamiento estacionario.

Se practicaron visitas a 180 plantas y depósitos de G.L.P. que operan en el país; se logró que las empresas Electrogas de Pereira y Almagás de Manizales dotaran con redes contra incendio sus instalaciones, garantizando de ese modo una mayor seguridad. Este tipo de inspecciones continuará con mayor intensidad, puesto que para el manejo y almacenamiento del G.L.P. es esencial que se cuente con esta clase de seguridad.

CUADRO 2.14
ENTREGAS DE GAS PROPANO (GLP) 1988

PLANTA O TERMINAL	CUPO (Galones)	PROMEDIO/MES (Galones)
BUCARAMANGA	2.770.000	2.684.923
PUERTO SALGAR	1.629.400	1.578.581
GALAN	320.500	429.868
MANIZALES	465.000	500.178
PEREIRA	602.000	649.341
YUMBO	608.000	521.695
CARTAGENA	1.367.500	2.180.668
PLATO	400.000	209.894
CICUCO	325.000	100.236
TIBU	340.000	282.174
ALMAGAS	1.898.000	1.904.532
ALSABANA	1.758.000	1.792.672
PUENTE ARANDA	2.857.000	3.009.787

fuentes: Direcc. Gral. Hidrocarb. Div. Combustibles

GASODUCTOS

Con el fin de interconectar los centros de consumo adyacentes con los sitios de producción se requiere ampliar la red de gasoductos existentes, cuya longitud actual es de 1.350 kilómetros. Algunos de los proyectos en este plan son: el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Bogotá con su planta de "secado" en Apiay, que se está terminando; el Gasoducto Riohacha-Maicao, próximo a darse en servicio; diez ramales del Gasoducto Troncal del Caribe, que en su primera etapa llevarán gas a catorce municipios y cincuenta mil viviendas y en una segunda etapa llevarán gas adicionalmente a 16.000 usuarios en 9 municipios, todos ellos en la Costa Atlántica; en los Santanderes, se llevará el gas a Lebrija, Piedecuesta, Cúcuta, Sabana de Torres, Puerto Wilches, San Pablo, Canta Gallo y Yondó.

3.1. ACTIVIDAD PETROLERA Y ECONOMIA

GASODUCTOS URBANOS

El Ministerio de Minas y Energía continuó dando prelación a los proyectos de redes urbanas para el suministro de gas natural. En 1988 se tramitaron 262 estudios preliminares y 30 estudios definitivos para proyectos de gasoductos urbanos en diversas localidades del país.

También se evaluaron los proyectos de líneas troncales con extensión de 244 kilómetros, los cuales llegaron a 23 municipios, localizados en los departamentos de Atlántico, Sucre, Bolívar y Córdoba.

ENTREGAS DE GAS PROPANO (LITROS) 1988
CUADRO 2.14

PROMEDIO/MES (Galones)	CUBO (Galones)	PLANTA O TERMINAL
1.578.241	1.300.000	PLANTA DE
1.252.848	1.000.000	PLANTA DE
1.024.222	850.000	PLANTA DE
824.248	700.000	PLANTA DE
637.882	550.000	PLANTA DE
451.516	400.000	PLANTA DE
265.150	250.000	PLANTA DE
79.784	100.000	PLANTA DE
1.578.241	1.300.000	PLANTA DE
1.252.848	1.000.000	PLANTA DE
1.024.222	850.000	PLANTA DE
824.248	700.000	PLANTA DE
637.882	550.000	PLANTA DE
451.516	400.000	PLANTA DE
265.150	250.000	PLANTA DE
79.784	100.000	PLANTA DE

Fuente: Dirección General de Industrias

GASODUCTOS

Con el fin de interconectar los centros de consumo...
Los datos de producción se refieren al mes de julio de 1988...
gasoductos existentes cuya longitud actual es de 1.920...
kilómetros. Algunos de los proyectos de esta línea son: el...
- proyecto de gasoducto Villavieja-Guadalupe de 140...
en el que se está terminando el gasoducto Riohacha-Maipos...
próximo a ser ejecutado. Las ramales del gasoducto troncal...
del Caribe que en la última etapa llevarán gas a catorce...
municipios y finalmente a 18.000 usuarios en 3 municipios...
llevarán a cabo. Actualmente a 18.000 usuarios en 3 municipios...
todos ellos en la Costa Atlántica. En los cantabales, se llevará...
al gas a la zona de Piedras Viejas, Tucufá, Sabana de Torres, Puerto...
Wilches, San Felipe, Santa Gaitana y Yondó.

GASODUCTOS URBANOS

El Ministerio de Minas y Energía continúa dando prioridad a los...
proyectos de redes urbanas para el suministro de gas natural. En...
1988 se firmaron 287 contratos de suministro y 10 estudios...
definitivos para proyectos de gasoductos urbanos en diversas...
localidades del país.

También se evaluaron los proyectos de líneas troncales con...
extensión de 244 kilómetros, los cuales llegarán a 23 municipios...
localizados en los departamentos de Atlántico, Sucre, Bolívar y...
Córdoba.

Como consecuencia del programa "Gas para el Cambio" se incrementó el interés por adelantar obras de gasoductos troncales y urbanos.

Con anterioridad a agosto de 1986, se habían suscrito contratos de gasoductos urbanos para las ciudades de Barranquilla, Cartagena, Bucaramanga y Neiva.

Entre agosto de 1986 y la fecha se han suscrito los siguientes 37 contratos para construcción de gasoductos:

MUNICIPIO	EMPRESA	MUNICIPIO	EMPRESA
Baranoa	Gascaribe	Chinú	Promigás
Barranquilla	Gascaribe	Corozal	Promigás
Galapa	Gascaribe	Galapa	Promigás
Malambo	Gascaribe	Planeta Rica	Promigás
Palmar de Varela	Gascaribe	Puerto Colombia	Promigás
Sabanagrande	Gascaribe	Sahagún-Montería	Promigás
Sabanalarga	Gascaribe	Sampués	Promigás
Santo Tomás	Gascaribe	San Onofre	Promigás
Soledad	Gascaribe	Termochinú-Chinú	Promigás
Turbaco	Surtigás	Ciénaga	Surtigás
Riohacha	Gas Guajira	Santa Marta	Gascaribe
Aipe	Alc.del Huila	Villavicencio	Llanogás
Campoalegre	Alc.del Huila	Barrancabermeja	G.B/meja
Neiva	Alc.del Huila	Bucaramanga	Gasoriente
Palermo	Alc.del Huila	Floridablanca	Metrogás
Tello	Alc.del Huila	Piedecuesta	Gasoriente
Arjona	Promigás	Sincelejo	Colgás
Baranoa	Promigás	Cartagena	Surtigás
Bogotá	Promigás	Cereté	Promigás
Chimitá	Promigás		

Como complemento al suministro de gas natural por el sistema de redes, se ha previsto la posibilidad de llevar este recurso en cilindros a poblaciones aisladas cuyos consumos no justifican la construcción de un gasoducto y para lo cual se requiere el proceso de compresión del gas. Este sistema se está iniciando en algunos municipios del Huila y La Guajira.

3.11 ACTIVIDAD PETROLERA Y ECONOMIA

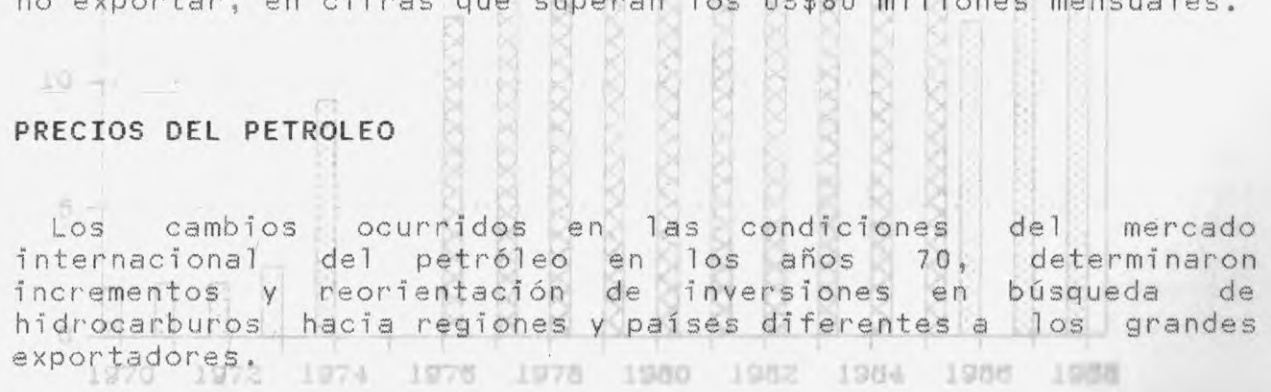
En los últimos tres años se ha incrementado la importancia de las actividades del sector petrolero en la economía, como efecto del sustancial aumento en la producción y en las exportaciones de crudo. La elevada producción de petróleo en 1986 y 1987 contribuyó a mejorar la participación del sector minero en el Producto Interno Bruto (PIB), así como a la diversificación de la estructura exportadora del país. En forma similar, la disminución de 3% en la producción y los menores volúmenes de exportación de petróleo incidieron en la baja de la tasa de crecimiento económico en 1988.

Además de lograr nuevamente la autosuficiencia en abastecimiento de petróleo, el país ha podido contar con mayores ingresos a nivel de las regiones productoras, la empresa estatal y el fisco nacional. Las inversiones en los diferentes rubros de la industria petrolera y los ingresos de exportación han tenido también un considerable impacto en los aspectos monetario, cambiario, fiscal y real.

En el aspecto de financiamiento público, los resultados de las operaciones de ECOPETROL son hoy en día determinantes no sólo para el futuro de esa empresa, sino el de otras entidades públicas, especialmente las del sector energético.

Dada la incidencia económica del petróleo, a continuación se analizan los factores que inciden en la actividad petrolera y se presentan los resultados en lo relacionado con su aporte a la balanza de pagos y al desarrollo regional y el de otros sectores.

Es necesario enfatizar que durante el primer semestre de 1989 las acciones de la guerrilla le ocasionaron pérdidas al país por reparaciones a oleoductos, derrames de crudo y lucro cesante por no exportar, en cifras que superan los US\$80 millones mensuales.



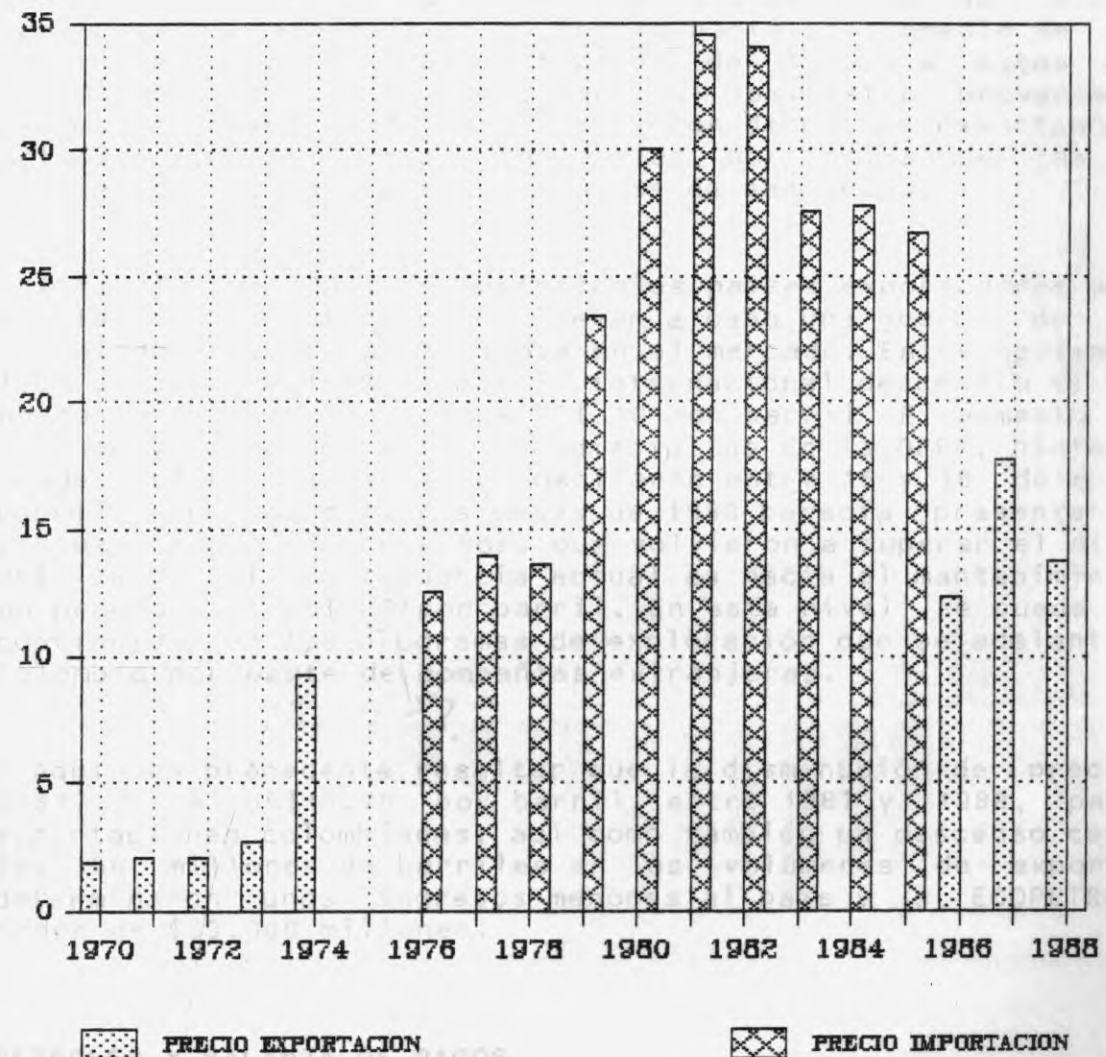
Los cambios ocurridos en las condiciones del mercado internacional del petróleo en los años 70, determinaron incrementos y reorientación de inversiones en búsqueda de hidrocarburos hacia regiones y países diferentes a los grandes exportadores.

En el caso de Colombia, ayudaron también los cambios en la legislación petrolera en 1974, así como en la política de precios internos los cuales se igualaron con los internacionales, para atraer el capital extranjero hacia la inversión en las actividades de mayor riesgo, es decir la búsqueda y desarrollo de nuevos yacimientos de petróleo. El resultado de estos cambios fue la reactivación de la industria petrolera nacional y el descubrimiento de cuantiosas reservas de crudo en los años 80.

La actividad petrolera en el país, al igual que en el resto del mundo, está sujeta a las condiciones previstas de los precios internacionales del crudo, puesto que ellos son los determinantes de los ingresos, tanto por venta interna como por exportación y consecuentemente de la rentabilidad en las operaciones de explotación del crudo.

? variable

PRECIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO US FOB/CIF PUERTO COLOMBIANO



PRECIO EXPORTACION

PRECIO IMPORTACION

preciox

... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ...

... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ...

... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ...

... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ...

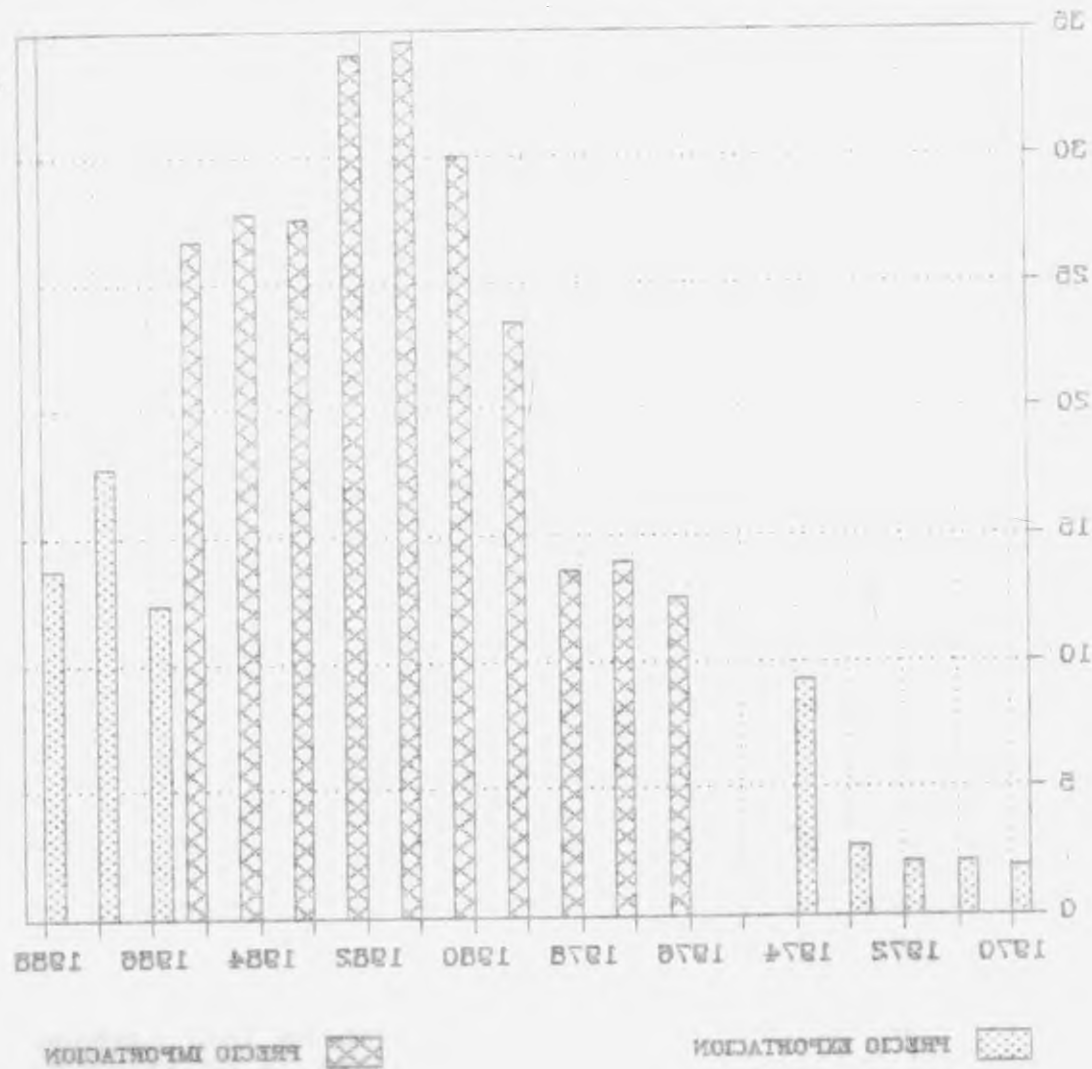
PRECIO DEL PETROLEO

... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ...

... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ...

... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ... de las ...

PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO
US FOB/CIF PUERTO COLOMBIANO



Gráfico

En los últimos años, el mercado del petróleo se vió enfrentado a condiciones cambiantes en la demanda y oferta mundiales, las cuales determinaron una alta inestabilidad de precios con tendencia a la baja. Así, luego de las alzas ocurridas a principios de la década, que en el caso de Colombia llevaron el precio de importación a niveles promedios de 35 dólares por barril, la mayor oferta mundial y la disminución de los consumos ocasionaron descensos en el precio hasta un promedio de US\$ 28 por barril entre 1983 y finales de 1985. A estos precios continuaban en crecimiento, tanto el suministro proveniente de países no miembros de la organización de países exportadores de petróleo (OPEP), como las ventas, por encima de las cuotas fijadas, en algunos países miembros de ese grupo.

Esta
μ
entra

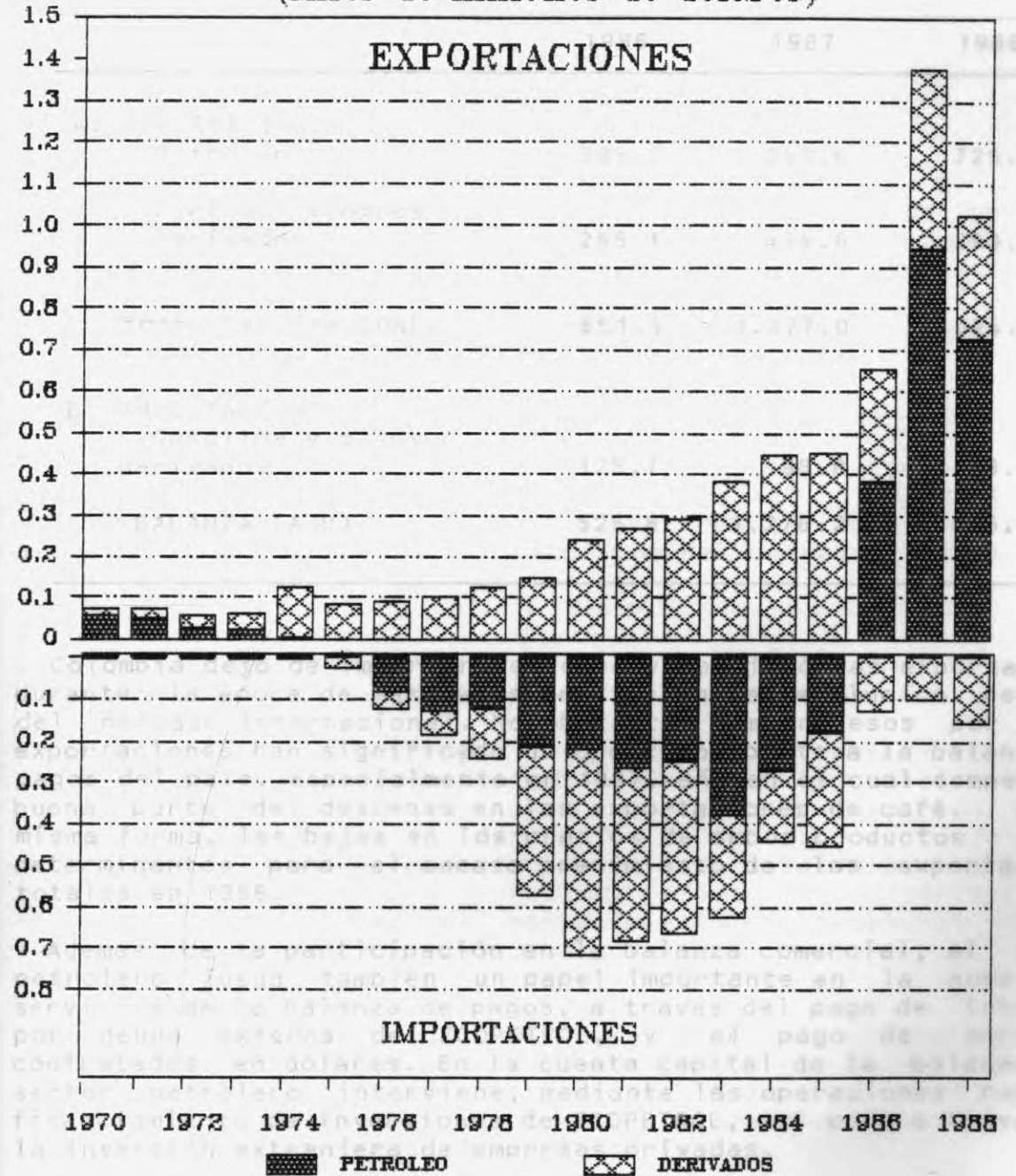
A finales de 1985, los principales países exportadores miembros de la OPEP determinaron llevar a cabo una guerra de precios orientada a recuperar su cuota en el mercado. Entre noviembre de 1985 y julio de 1986 el precio internacional descendió de US\$ 28 hasta niveles inferiores a US\$ 10 por barril. El aumento de la demanda y la recuperación de disciplina en la OPEP, hicieron que desde entonces los precios oscilaran entre 15 y 18 dólares por barril. En los primeros meses de 1989 parecía presentarse una recuperación de los precios, que volvieron a superar el nivel de US\$ 20 por barril. La tendencia actual es hacia el mantenimiento de un promedio de US\$ 18 por barril. En este nivel se puede esperar continuidad en los programas de exploración que se adelantan en Colombia por parte de compañías extranjeras.

Aquí es procedente resaltar que la disminución de precios de US\$ 17.81 a US\$ 13.79 por barril, entre 1987 y 1988, para las exportaciones colombianas, así como también un descenso cercano a los 54 millones de barriles en los volúmenes de exportación, determinaron unos ingresos menores al país y a ECOPETROL del orden de \$63.000 millones.

PETRÓLEO Y BALANZA DE PAGOS

A comienzos de los años 80, el país mantenía un considerable déficit comercial en cuanto a petróleo y derivados. Las importaciones de crudo y gasolina superaban ampliamente las exportaciones de combustóleo o fuel-oil, con impactos en la cuenta corriente del orden de los 600 millones de dólares.

BALANZA COMERCIAL DE PETROLEOS
(Miles de millones de dolares)



... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...
 ... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...
 ... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...

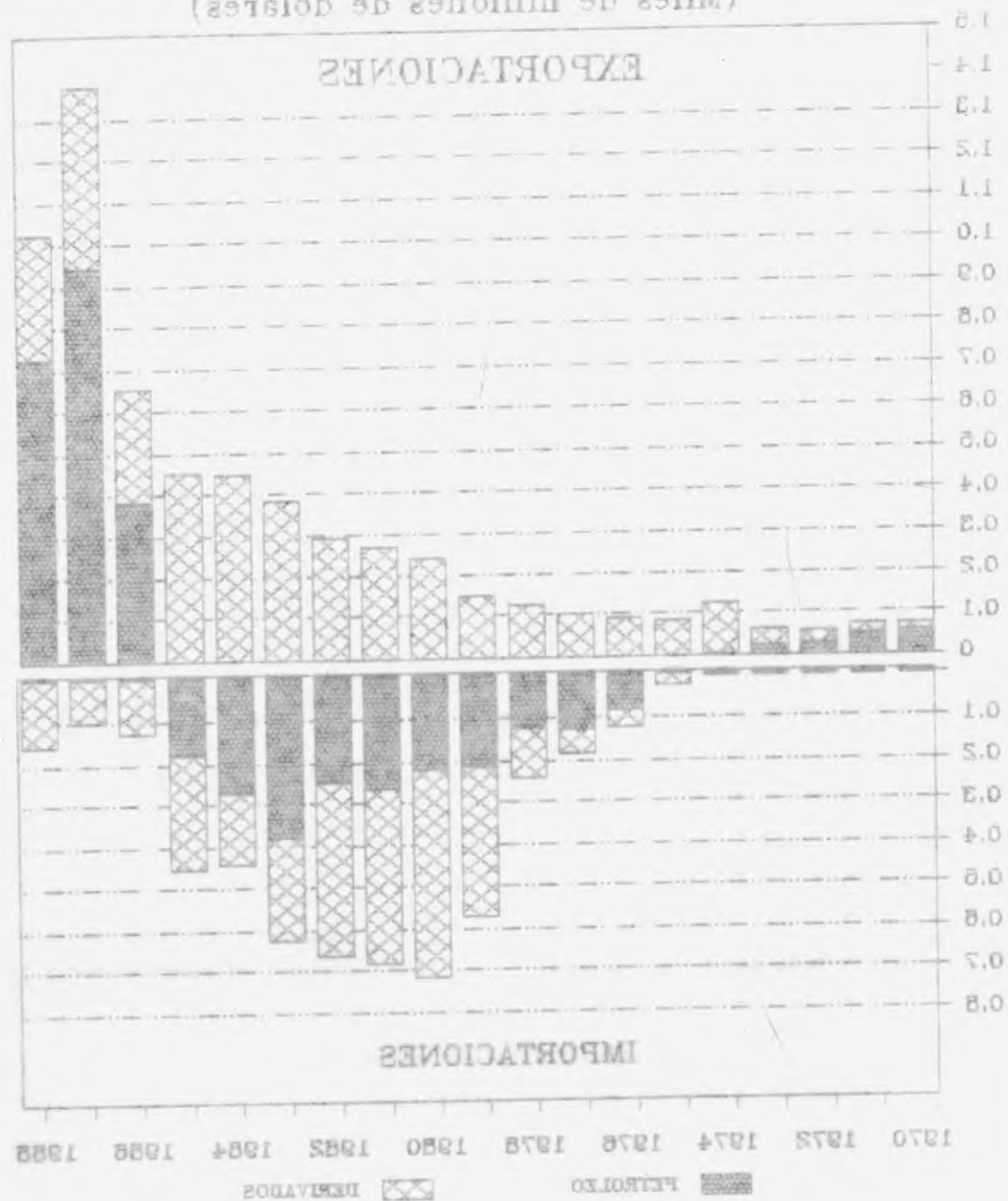
A finales de 1987... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...
 ... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...
 ... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...

... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...
 ... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...
 ... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...

PETROLEO Y BALANZA DE PAGOS

A comienzos de los años 80, el país mantuvo un déficit comercial...
 ... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...
 ... el nivel de precios de los derivados del petróleo se vio afectado...

BALANZA COMERCIAL DE PETROLEOS
(Miles de millones de dólares)



CUADRO 2.15
BALANZA COMERCIAL DE PETROLEOS
(Millones de Dólares)

	1986	1987	1988
A. EXPORTACIONES			
- Petróleo	386.2	942.4	725.5
- Fuel Oil y otros Derivados	265.1	434.6	299.2
TOTAL EXPORTACIONES	651.3	1.377.0	1.024.7
B. IMPORTACIONES			
- Gasolina y otros derivados	125.7	98.8	158.8
BALANZA (A-B)	525.6	1.278.2	865.9

Colombia dejó de importar petróleo y reinició las exportaciones durante la época de más bajos precios en la evolución reciente del mercado internacional. No obstante, los ingresos por estas exportaciones han significado un oportuno aporte a la balanza de pagos del país, especialmente en 1987, año en el cual compensaron buena parte del descenso en las exportaciones de café. De la misma forma, las bajas en los precios de ambos productos fueron determinantes para el escaso crecimiento de las exportaciones totales en 1988.

Además de la participación en la balanza comercial, el sector petrolero juega también un papel importante en la cuenta de servicios de la balanza de pagos, a través del pago de intereses por deuda externa de ECOPETROL, y el pago de servicios contratados en dólares. En la cuenta capital de la balanza, el sector petrolero interviene, mediante las operaciones para el financiamiento de inversiones de ECOPETROL, así como a través de la inversión extranjera de empresas privadas.

En resumen, la evolución de la industria petrolera en los últimos 3 años ha permitido contar con una considerable diversificación en la estructura exportadora del país y consecuentemente con una mayor estabilidad en los ingresos de divisas. Las exportaciones petroleras han sido entonces un factor fundamental para respaldar la obtención de financiamiento externo de la Nación en estos 3 años.

Esto me gusta más que el petróleo

CUADRO 2.15
BALANZA COMERCIAL DE PETRÓLEOS
(Millones de dólares)

Año	Exportaciones	Importaciones	Total
1988	1.250	1.250	0
1987	1.250	1.250	0
1986	1.250	1.250	0

La política de precios de los combustibles y petróleo en Colombia durante la época de más bajos precios en la evolución reciente del mercado internacional. No obstante, los ingresos por estas exportaciones han significado un oportuno aporte a la balanza de pagos del país, especialmente en 1987, año en el cual contribuyeron a la parte del descenso en las exportaciones de café. De la misma forma, las bajas en los precios de ambos productos fueron determinantes para el escaso crecimiento de las exportaciones totales en 1987.

Además de la participación en la balanza comercial, el sector petrolero juega también un papel importante en la cuenta de servicios de la balanza de pagos, a través del pago de intereses por deuda externa de ECOPETROL, y el pago de servicios contratados en dólares. En la cuenta capital de la balanza, el sector petrolero interviene, mediante las operaciones de financiamiento de inversiones de ECOPETROL, así como a través de la inversión extranjera de empresas privadas.

En resumen, la evolución de la industria petrolera en los últimos 3 años ha permitido cubrir con una considerable diversificación de la estructura exportadora del país y contribuir a una mayor estabilidad en los ingresos de divisas. Las exportaciones petroleras han sido un elemento fundamental para el equilibrio de la balanza de pagos de Colombia en los últimos 3 años.

El futuro del aporte petrolero a la Balanza de Pagos es promisorio, contando con la continuidad de la política exploratoria que se ha venido adelantando, puesto que la adición continua de reservas es la única garantía para mantener e incrementar los niveles de exportación.

Conviene anotar que los efectos macroeconómicos de corto y mediano plazo que generan las exportaciones petroleras dependen del manejo que se lleve a cabo respecto a los precios internos de los derivados y de las transferencias que se realicen hacia la inversión en otras actividades públicas y privadas.

La experiencia de muchas naciones exportadoras de petróleo, muestra que con frecuencia se mantienen precios internos de los derivados muy por debajo de los niveles internacionales, desaprovechando las posibilidades de ahorro para financiar otros sectores. No se establecen tampoco adecuados canales de transferencia de ganancias hacia la inversión en otros frentes de desarrollo.

En Colombia, por fortuna, se han evitado estos caminos y tal como se explica a continuación, el gobierno ha mantenido una política de ajuste de precios internos y ha previsto la transferencia de recursos financieros del petróleo hacia otras actividades prioritarias.

PRECIOS DE COMBUSTIBLES

La política de precios internos de los combustibles del petróleo se orienta hacia el mantenimiento de los niveles reales con el objeto de prevenir un crecimiento desmesurado en la demanda y garantizarle los ingresos a ECOPETROL y el Fondo Vial, para que estas entidades puedan adelantar los programas requeridos, tanto en la exploración, refinación y distribución de combustibles, como en el mantenimiento y extensión de la infraestructura vial del país.

De otra parte, se tiene también en cuenta el crecimiento del ingreso, especialmente en las clases populares, para lo cual la política de precios de combustibles se coordina con otras medidas de incidencia macroeconómica, como la fijación de las tarifas del transporte y el ajuste del salario mínimo.

Como se sabe, este ajuste de precios se venía llevando a cabo cada año, por lo general en el mes de diciembre. Los incrementos efectuados en los tres años anteriores fueron inferiores a la inflación registrada en el mismo período. El aumento del precio de diciembre de 1988, en la gasolina, fue de 24.2%, frente a una inflación de 28.1% (Cuadro 2.16).

El ajuste de precios de los combustibles en el país se ha llevado a cabo de manera gradual, en el mes de diciembre los incrementos establecidos en los últimos años fueron inferiores a la inflación registrada en el mismo período. El aumento del precio de la gasolina regular en 1988, fue de 24.5%, frente a una inflación de 28.1% (Cuadro 2.17).

Como se sabe, este ajuste de precios se veía llevado a cabo de manera gradual, en el mes de diciembre los incrementos establecidos en los últimos años fueron inferiores a la inflación registrada en el mismo período. El aumento del precio de la gasolina regular en 1988, fue de 24.5%, frente a una inflación de 28.1% (Cuadro 2.17).

La política de precios internos de los combustibles del petróleo se orienta hacia el mantenimiento de los niveles reales con el objeto de prevenir un crecimiento desmesurado en la demanda y garantizar los ingresos a ECOPEPETROL y el Fondo Vial. Para que estas entidades puedan adelantar los programas de expansión, tanto en la explotación, refinación y distribución de combustibles, como en el mantenimiento y extensión de la infraestructura vial del país.

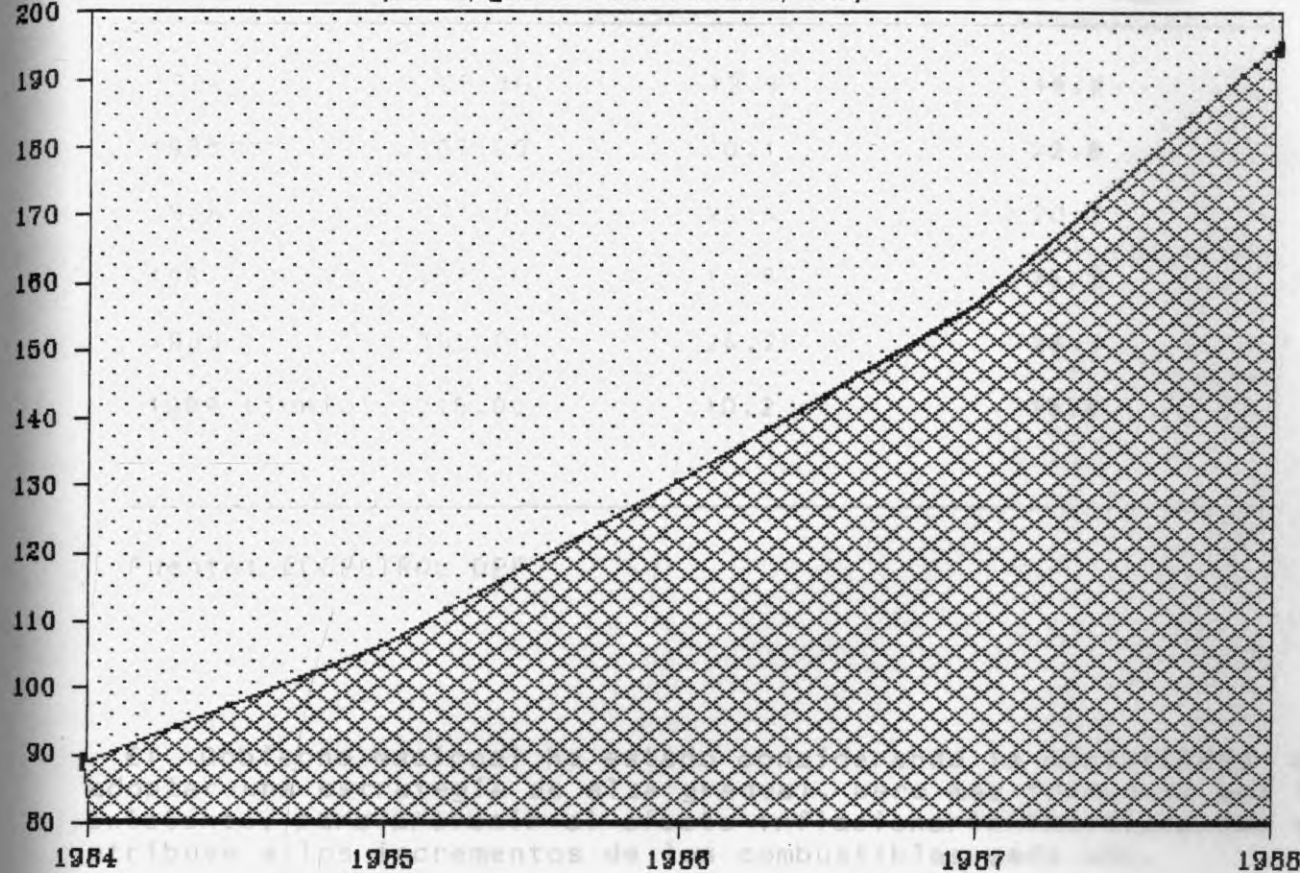
PRECIOS DE COMBUSTIBLES

La política de precios internos de los combustibles del petróleo se orienta hacia el mantenimiento de los niveles reales con el objeto de prevenir un crecimiento desmesurado en la demanda y garantizar los ingresos a ECOPEPETROL y el Fondo Vial. Para que estas entidades puedan adelantar los programas de expansión, tanto en la explotación, refinación y distribución de combustibles, como en el mantenimiento y extensión de la infraestructura vial del país.

En el país, se tiene también en cuenta el crecimiento del precio de los combustibles en las clases superiores, para lo cual se han establecido políticas de precios de combustibles en los niveles superiores de la estructura económica, como la fijación de las tarifas del transporte y el ajuste del salario mínimo.

Como se sabe, este ajuste de precios se veía llevado a cabo de manera gradual, en el mes de diciembre los incrementos establecidos en los últimos años fueron inferiores a la inflación registrada en el mismo período. El aumento del precio de la gasolina regular en 1988, fue de 24.5%, frente a una inflación de 28.1% (Cuadro 2.17).

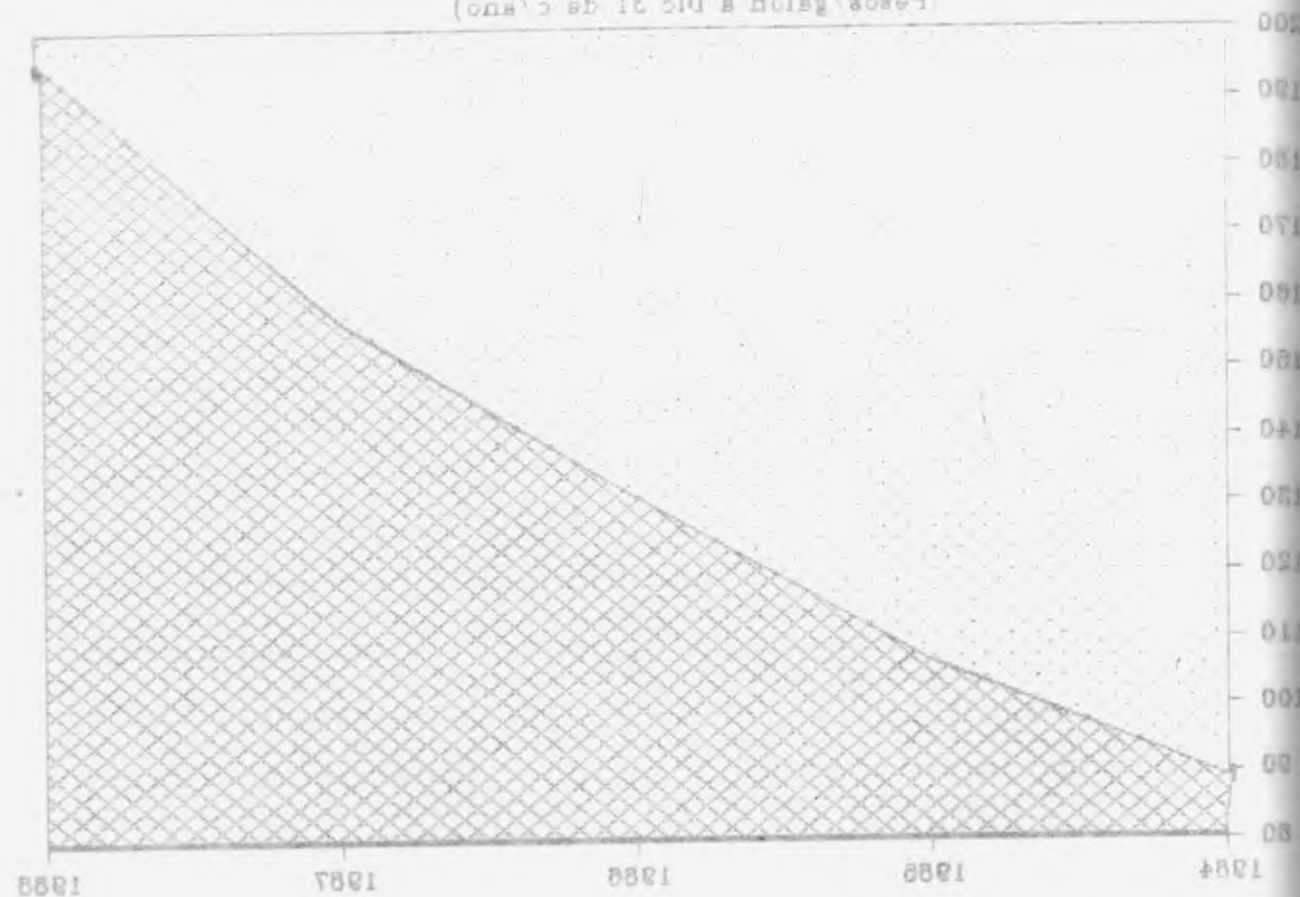
Grafico No. 2.17
EVOLUCION DEL PRECIO AL PUBLICO DE GASOLINA REGULAR
 (Pesos/galon a Dic 31 de c/año)



El ajuste de precios de los combustibles en el país se ha llevado a cabo de manera gradual, en el mes de diciembre los incrementos establecidos en los últimos años fueron inferiores a la inflación registrada en el mismo período. El aumento del precio de la gasolina regular en 1988, fue de 24.5%, frente a una inflación de 28.1% (Cuadro 2.17).

Como se sabe, este ajuste de precios se veía llevado a cabo de manera gradual, en el mes de diciembre los incrementos establecidos en los últimos años fueron inferiores a la inflación registrada en el mismo período. El aumento del precio de la gasolina regular en 1988, fue de 24.5%, frente a una inflación de 28.1% (Cuadro 2.17).

Gráfico No. 2.17
 EVOLUCION DEL PRECIO AL PUBLICO DE LA GASOLINA REGULAR
 (Pesos/galon a Dic 31 de cada año)



CUADRO 2.16

EVOLUCION DEL PRECIO AL PUBLICO DE LA GASOLINA REGULAR

(A Dic. 31 de cada Año)

AÑO	PESOS POR GALON	VARIACION %	VARIACION I. PREC. CONS.
1984	89.10	12.3	18.2
1985	107.00	20.1	22.6
1986	131.00	22.4	20.1
1987	157.00	19.8	24.1
1988	195.00	24.2	28.1
1989 (junio)	215.00	10.2	15.0

Fuente: ECOPETROL DPF

El Gobierno Nacional ha estado considerando la posibilidad de adoptar una estrategia de alza gradual, pero más frecuente que la existente, para prevenir el efecto inflacionario inmediato que se atribuye a los incrementos de los combustibles cada año.

En razón de las pérdidas ocasionadas por los continuos atentados a las instalaciones de transporte y de exportación de petróleo, el Gobierno Nacional debió aplicar una nueva alza, de 10% en promedio, en los precios de los combustibles, a mediados de 1989.

El precio en Colombia en gasolina motor se compara muy favorablemente con los niveles vigentes en otros países, tal como se evidencia en el cuadro 2.17.

CUADRO 2.17
EVOLUCION DEL PRECIO AL CONSUMIDOR
DE LA GASOLINA REGULAR
(A DÍJOS DE CADA AÑO)

AÑO	PRECIO POR GALON	VARIACION %	VARIACION T. PREC. CONST.
1980	1.00	0	0
1981	1.05	5.0	0
1982	1.10	4.8	0
1983	1.15	4.5	0
1984	1.20	4.3	0
1985	1.25	4.2	0
1986	1.30	4.0	0
1987	1.35	3.8	0
1988	1.40	3.7	0
1989	1.45	3.6	0

Fuente: ECUATORIA

El gobierno nacional ha estado considerando la posibilidad de adoptar una estrategia de alza gradual, pero más frecuente que la existente, para prevenir el efecto inflacionario inmediato que se atribuye a los aumentos de los combustibles cada año.

En razón de las pérdidas ocasionadas por los continos ataques a las instalaciones de transporte y de explotación de petróleo, el gobierno nacional debió aplicar una nueva alza, de 10% en promedio, en los precios de los combustibles a mediados de 1989.

El costo en Colombia en gasolina en dólares es comparable muy favorablemente con los valores vigentes en otros países, tal como se muestra en el cuadro 2.17.

CUADRO 2.17
PRECIOS AL CONSUMIDOR
DE LA GASOLINA US/GALON
(PRIMER SEMESTRE 1989)

PAIS	GASOLINA REGULAR PESOS/GALON	GASOLINA EXTRA
ARGENTINA	0.40	0.47
BARBADOS	1.99	2.05
BRASIL	1.74	1.74
BOLIVIA	1.13	1.43
COSTA RICA	1.28	-
CHILE	1.27	1.34
CUBA	1.13	1.35
ECUADOR	0.39	0.50
EL SALVADOR	1.50	1.88
GRENADA	-	1.91
GUATEMALA	1.13	1.20
GUYANA	-	1.07
HAITI	-	0.39
HONDURAS	1.96	2.07
JAMAICA	1.99	1.99
MEXICO	0.76	0.89
NICARAGUA	1.85	1.85
PANAMA	1.67	1.98
PARAGUAY	1.48	1.65
PERU	1.15	1.38
PUERTO RICO	1.26	1.27
REPUBLICA DOMINICANA	-	0.57
SURINAM	-	2.00
TRINIDAD Y TOBAGO	1.11	1.16
URUGUAY	2.09	2.29
VENEZUELA	0.28	0.30
E.U.	0.97	1.01
COLOMBIA	0.56	0.63

El costo en Colombia en gasolina en dólares es comparable muy favorablemente con los valores vigentes en otros países, tal como se muestra en el cuadro 2.17.

CUADRO 2.17
 PRECIOS AL CONSUMIDOR
 DE LA GASOLINA REGULAR
 PRIMER SEMESTRE 1988

PAIS	GASOLINA REGULAR	GASOLINA EXTRA
ALABAMA	0.40	0.40
ALASKA	0.40	0.40
ARIZONA	0.40	0.40
ARKANSAS	0.40	0.40
CALIFORNIA	0.40	0.40
CONNECTICUT	0.40	0.40
DELAWARE	0.40	0.40
FLORIDA	0.40	0.40
GEORGIA	0.40	0.40
ILLINOIS	0.40	0.40
INDIANA	0.40	0.40
IOWA	0.40	0.40
KANSAS	0.40	0.40
KENTUCKY	0.40	0.40
Louisiana	0.40	0.40
MAINE	0.40	0.40
MARYLAND	0.40	0.40
MASSACHUSETTS	0.40	0.40
MICHIGAN	0.40	0.40
MINNESOTA	0.40	0.40
MISSISSIPPI	0.40	0.40
MISSOURI	0.40	0.40
MONTANA	0.40	0.40
NEBRASKA	0.40	0.40
NEVADA	0.40	0.40
NEW HAMPSHIRE	0.40	0.40
NEW JERSEY	0.40	0.40
NEW YORK	0.40	0.40
NORTH CAROLINA	0.40	0.40
NORTH DAKOTA	0.40	0.40
OHIO	0.40	0.40
OKLAHOMA	0.40	0.40
OREGON	0.40	0.40
PENNSYLVANIA	0.40	0.40
RHODE ISLAND	0.40	0.40
SOUTH CAROLINA	0.40	0.40
SOUTH DAKOTA	0.40	0.40
TENNESSEE	0.40	0.40
TEXAS	0.40	0.40
UTAH	0.40	0.40
VIRGINIA	0.40	0.40
WASHINGTON	0.40	0.40
WEST VIRGINIA	0.40	0.40
WISCONSIN	0.40	0.40
WYOMING	0.40	0.40
GUATEMALA	1.17	1.17
EL SALVADOR	1.10	1.10
GUAYAMA	1.17	1.17
HAITI	1.17	1.17
HONDURAS	1.17	1.17
JAMAICA	1.17	1.17
MEXICO	0.40	0.40
NICARAGUA	1.17	1.17
PANAMA	1.17	1.17
PARAGUAY	1.17	1.17
PERU	1.17	1.17
PUERTO RICO	1.17	1.17
REPUBLICA DOMINICANA	1.17	1.17
SURINAM	1.17	1.17
TRINIDAD Y TOBAGO	1.17	1.17
URUGUAY	1.17	1.17
VENEZUELA	0.40	0.40
YUGOSLAVIA	0.40	0.40

Es pertinente hacer referencia a la estructura actual de costos y precios de los combustibles. Para el caso de la gasolina motor, ECOPEPETROL participa en 61.2% del precio al público, por concepto de costos de suministro. Un 6.0% va a cubrir los costos de distribución del mayorista y minorista y el 33% corresponde a los impuestos, especialmente el de Fondo Vial Nacional.

CUADRO 2.18

ESTRUCTURA DEL PRECIO DE
 ALGUNOS COMBUSTIBLES
 PESOS/GALON

CONCEPTO	GASOLINA CORRIENTE	DIESEL (ACPM)	QUEROSENO
1. PRODUCCION Y TRANSPORTE			
a) Precio en Refinería	40.44	49.53	76.90
b) Manejo, Transporte y Trasiego, tolerancia Vol.	91.21	93.26	120.23
2. DISTRIBUCION Y TRANSPORTE (Mayorista y Minorista)	12.90	15.72	15.79
3. IMPUESTOS Y SUBSIDIOS			
a) Ventas	14.42	1.98	3.08
b) Vial	55.21	55.51	-
c) Deptal y subsidio.	0.82	-	-
4. PRECIO AL PUBLICO	215.00	216.00	216.00

En cuanto a los precios del gas natural y el gas licuado, ellos se han ajustado en concordancia con los de los combustibles y la política de sustitución del Programa de Gas para el Cambio.

INVERSIONES DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Inversiones de ECOPETROL

Las inversiones de ECOPETROL en 1988 se elevaron a un total de 133.726 millones de pesos, con la composición que se detalla en el cuadro 2.19. Respecto a 1988 las inversiones se incrementaron en 69.8% y se concentraron en las áreas de exploración y desarrollo y en transporte y mantenimiento, prosiguiendo así con el énfasis en las labores orientadas a ampliar la base de producción y suministro de hidrocarburos al país.

CUADRO 2.19
ECOPETROL : EJECUCION DE INVERSIONES
(Millones de Pesos)

AREAS	1986	1987	1988	VARIACION % 88/87
Exploración y Desarrollo				
- Cravo Norte	51.247	14.891	14.984	0.6
- Otros Campos	31.183	30.334	57.344	89.0
Refinación y Petroquímica	4.616	5.093	11.643	128.6
Transporte y Almacenamiento	16.120	17.488	36.778	110.3
Proyectos de Mantenimiento	4.103	10.957	23.012	110.0
TOTAL	107.269	78.763	133.724	69.8

Fuente: ECOPETROL DPF

ABONO, TRANSFERENCIAS Y REGALIAS

La inversión en la asociación Cravo Norte disminuyó luego de realizado el montaje, en 1985-1986, de las instalaciones y facilidades de producción y transporte para la explotación de los yacimientos allí localizados.

Las inversiones de ECOPETROL constituyen el 1.2% del PIB y equivalen a más del 55% de la inversión pública en el sector energético.

INVERSIONES DE COMPAÑIAS PRIVADAS

Las inversiones de las empresas asociadas de ECOPETROL, en las áreas de exploración y desarrollo, se elevaron a 265.9 millones de dólares en 1988 (Cuadro 2.20), que en comparación con 122

ESTRUCTURA DEL PRECIO DE ALGUNOS COMBUSTIBLES

CONCEPTO	BASOLINA / DIESEL (ACPM) / ORIENTE	PRECIO
Exploración y Desarrollo		
Refinación y Petroquímica		
Transporte y Almacenamiento		
Proyectos de Mantenimiento		
TOTAL		

de total de... en... y... con... de

CUADRO 2.19
ECOPETROL - EJECUCION DE INVERSIONES
(Millones de pesos)

AREA	1986	1987	1988	VARIACION % 88/87
Producción y refinación	100.0	100.0	100.0	0.0
Transporte y almacenamiento	100.0	100.0	100.0	0.0
Proyectos de medio ambiente	100.0	100.0	100.0	0.0
TOTAL	100.0	100.0	100.0	0.0

Fuente: ECOPETROL S.A.

La inversión en la Asociación Grava Norte... el montaje... de las instalaciones y... de producción y transporte para la explotación de los yacimientos de los yacimientos.

Las inversiones de ECOPETROL constituyen el 2% PIB y... de la inversión pública en el sector energético.

INVERSIONES DE COMPAÑIAS PRIVADAS

Las inversiones de las empresas asociadas de ECOPETROL en las áreas de explotación y refinación... en 1988... con 123...

millones de dólares en 1987 representan un incremento de 118%, lo cual es reflejo indudable de las condiciones favorables para la búsqueda y desarrollo de reservas de petróleo y gas natural en el país. Conviene anotar, igualmente, que estas inversiones se han orientado especialmente al aumento de la perforación de pozos exploratorios.

En conjunto, las inversiones de la industria petrolera se estima que representaron cerca del 2% del PIB y 11% de la formación bruta de capital fijo en el país.

CUADRO 2.20
INVERSIONES DE EXPLORACION Y EXPLOTACION
(Millones de Dólares)

	1986	1987	1988
ECOPETROL	82.5	72.2	103.1
COMPAÑIAS ASOCIADAS	115.6	122.0	265.9
TOTAL	198.1	194.2	369.0

Fuente: ECOPETROL

El financiamiento de las cuantiosas inversiones del sector petrolero en los últimos años ha requerido la utilización de buena parte de los recursos generados por ECOPETROL en sus ventas internas y de exportación e incremento apreciable de su endeudamiento externo, así como un flujo continuo de inversiones extranjeras por parte de las empresas asociadas. La deuda externa a cargo de ECOPETROL a finales de 1988 ascendía a US\$ 1.208 millones de dólares.

AHORRO, TRANSFERENCIAS Y REGALIAS

Se concluye de los apartes anteriores que el sector petrolero es hoy en día el principal generador de los excedentes financieros requeridos por la economía. Además de financiar sus programas y proyectos, suministra los fondos para fortalecer el fisco nacional y apoyar el desarrollo de otros sectores, mediante el pago de impuestos y regalías y mediante transferencias al gobierno central y a otras entidades.

Así por ejemplo, se puede hacer referencia a la inversión de ahorros de ECOPETROL en el FODEX, lo cual ha permitido atender a la solución de problemas transitorios de liquidez para la amortización de deudas del sector eléctrico. Asimismo se tienen las capitalizaciones en Carbocol por \$14.000 millones de pesos y la subrogación de deudas de esa empresa colombiana por US\$ 535

El cumplimiento de las cuantías de inversión del sector petrolero en los últimos años ha debido a la utilización de una parte de los recursos generados por ECOPETROL en sus ventas internas y de explotación e incremento en el nivel de inversión. Asimismo, se han realizado inversiones de carácter externo por parte de las empresas asociadas. La deuda externa a cargo de ECOPETROL a finales de 1988 ascendió a US\$ 1.208 millones de dólares.

El ahorro, transferencias y regalías de los recursos petroleros en los últimos años ha debido a la utilización de una parte de los recursos generados por ECOPETROL en sus ventas internas y de explotación e incremento en el nivel de inversión. Asimismo, se han realizado inversiones de carácter externo por parte de las empresas asociadas. La deuda externa a cargo de ECOPETROL a finales de 1988 ascendió a US\$ 1.208 millones de dólares.

CUADRO 2.20

INVERSIONES DE EXPLORACION Y EXPLORACION
(Millones de dólares)

1988	1987	1986
1.208	1.100	1.000
1.208	1.100	1.000
1.208	1.100	1.000

El ahorro, transferencias y regalías de los recursos petroleros en los últimos años ha debido a la utilización de una parte de los recursos generados por ECOPETROL en sus ventas internas y de explotación e incremento en el nivel de inversión. Asimismo, se han realizado inversiones de carácter externo por parte de las empresas asociadas. La deuda externa a cargo de ECOPETROL a finales de 1988 ascendió a US\$ 1.208 millones de dólares.

AHORRO, TRANSFERENCIAS Y REGALIAS

El ahorro, transferencias y regalías de los recursos petroleros en los últimos años ha debido a la utilización de una parte de los recursos generados por ECOPETROL en sus ventas internas y de explotación e incremento en el nivel de inversión. Asimismo, se han realizado inversiones de carácter externo por parte de las empresas asociadas. La deuda externa a cargo de ECOPETROL a finales de 1988 ascendió a US\$ 1.208 millones de dólares.

El ahorro, transferencias y regalías de los recursos petroleros en los últimos años ha debido a la utilización de una parte de los recursos generados por ECOPETROL en sus ventas internas y de explotación e incremento en el nivel de inversión. Asimismo, se han realizado inversiones de carácter externo por parte de las empresas asociadas. La deuda externa a cargo de ECOPETROL a finales de 1988 ascendió a US\$ 1.208 millones de dólares.

millones, financiadas ambas por ECOPETROL, con lo cual la petrolera estatal, a la vez que suministra los fondos para sufragar amortizaciones, eleva sus derechos en la estatal carbonífera, cuya perspectiva ha continuado despejándose con la evolución positiva del mercado mundial del carbón.

A más de los programas de inversión de ECOPETROL, esta empresa colabora con el Gobierno en lo relacionado con el establecimiento de transferencias para obras prioritarias de la Administración y apoyo a las comunidades regionales.

La industria petrolera es uno de los principales pilares de nuestra economía y por lo tanto, en la medida que le sea posible, debe brindar ayuda directa a los programas de desarrollo del Gobierno Nacional, como es el Plan Nacional de Rehabilitación (PNR) y los planes de ayuda a la comunidad.

ECOPETROL, a través de su Dirección de Relaciones con la Comunidad ha venido cumpliendo su responsabilidad social con el país, estableciendo y poniendo en práctica políticas y mecanismos de integración con las comunidades que habitan las áreas geográficas donde la empresa adelanta sus actividades.

Durante 1988 la empresa petrolera estatal realizó transferencias para el financiamiento de programas gubernamentales en un monto aproximado a los 14.000 millones de pesos.

Mediante procesos de cooperación interinstitucional y activando la propia gestión de la comunidad, se han venido realizando numerosos programas de promoción, organización y desarrollo comunitario, concertando esfuerzos para dar solución a algunos de sus problemas y necesidades más sentidas en materia de salud, educación, mejoramiento urbano y rural, infraestructura, electrificación y vías. En estas áreas en los años 1987-1988, la empresa estatal ha efectuado inversiones por una suma cercana a 24.000 millones de pesos.

A través del mecanismo de anticipo de regalías petroleras establecido por la empresa, se han efectuado desembolsos económicos sobre futuras producciones para facilitar a las entidades regionales hacer inversiones prioritarias en obras públicas, educación, salud, desarrollo agropecuario y urbano, defensa de recursos forestales y recuperación ecológica, con lo cual se satisfacen necesidades apremiantes de su población.

En los dos últimos años se han firmado contratos de anticipos de regalías por cerca de 28.000 millones de pesos, asegurando la realización de obras de gran significancia para las distintas regiones, como el Programa de Acción Social de Santander y Antioquia, la Electrificación de Putumayo y Casanare, el plan de

agua potable en Bolívar, el puente sobre el río Magdalena entre Yondó y Barrancabermeja y numerosos obras de acueducto, alcantarillado, educación y salud en municipios colombianos.

En lo corrido del año 1988 se hicieron anticipos de regalías para diferentes obras de desarrollo en una cifra cercana a los 15.000 millones de pesos. En cumplimiento de estos objetivos se firmó un convenio ECOPETROL-Fondo Vial Nacional, por medio del cual ECOPETROL previó recursos hasta por la suma de 44.000 millones de pesos, asegurando en esta forma la financiación del Programa Vial contemplado dentro del Plan Nacional de Rehabilitación para los años 1988 a 1990. Este Plan tal como ha sido anunciado por diferentes medios, contempla la construcción de las carreteras Troncal del Magdalena Medio, Mocoa-Pitalito, Marginal de la Selva, Cusiana-Yopal-Sogamoso y Neiva-San-Vicente del Caguán.

En esta forma, la política petrolera, ejecutada a través de la empresa estatal, no solo está ayudando al país a solucionar sus demandas de derivados del petróleo y a incrementar el ingreso de divisas, sino que está contribuyendo a lograr un mayor bienestar para los colombianos al ayudar a resolver los problemas que más les afecta, a promover el desarrollo de las comunidades locales a través de la participación y la propia gestión, impulsando así el progreso económico y social.

REGALIAS

REQUISITOS DE REGALIAS

Teniendo en cuenta que una de las principales políticas gubernamentales para el desarrollo social y regional es la de financiar adecuadamente los planes regionales en áreas marginales, ha sido preocupación constante del Ministerio, a través de la Dirección de Hidrocarburos y ECOPETROL, proveer la oportuna liquidación y pago de regalías a la nación, departamentos, corporaciones regionales y municipios.

Como resultado de las operaciones de producción de petróleo y gas natural, en 1988 se liquidaron y pagaron regalías por un valor total de 55.200 millones de pesos. Respecto a 1987, las regalías tuvieron un incremento de 24%, el cual se originó en las liquidaciones directamente a cargo de ECOPETROL.

Aproximadamente el 60% de las regalías es recibido directamente por los departamentos, corporaciones y municipios, el restante 40% lo canaliza la Nación hacia el desarrollo de las regiones productoras. Entre las entidades territoriales se destacan por el monto de regalías recibidas la Intendencia de Arauca (concerca de 10.000 millones de pesos/año) y los departamentos de Huila, Santander, Antioquia, Meta y la Guajira.

Los continuos atentados terroristas al sistema de transporte y exportación de petróleo, afectan primordialmente los ingresos de las regiones y municipios productores, que ven considerablemente limitadas las posibilidades de desarrollo y progreso con base en los aportes de la producción de petróleo.

CUADRO 2.21

REGALIAS POR PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS
(MILES DE PESOS)

	1987	1988	VARIACION %
EXPLOTACION DIRECTA			
ECOPETROL	8.140	11.925	46.5
ASOCIACIONES	30.603	37.349*	22.0
CONCESIONES	5.748	5.942	3.4
TOTALES	44.491	55.216	24.1

* Incluye pagos por Ajustes de años anteriores

Fuente: ECOPETROL DPF

REAJUSTES DE REGALIAS

En 1988 se reajustó la regalía por producción de gas natural en los yacimientos de la Guajira, con lo cual se incrementaron los ingresos en 38.5%.

Considerando que hasta diciembre de 1988 se aplicaban diversos criterios en la fijación del precio básico de regalías por la producción de petróleo crudo, se acordó establecer un procedimiento igual para la fijación de dicho precio con la elaboración y puesta en marcha de los Decretos 545 de marzo 15 y 716 de abril 7 de 1989.

En dichos decretos se define que el precio básico de regalías será igual al promedio ponderado que resulte de tener en cuenta el porcentaje de crudos que se exportan y el que se refina en el país. En el primer caso se tendrá como precio de referencia el precio internacional afectado por un factor de calidad, menos los costos de transporte y trasiego a que hubiere lugar entre el campo de producción y el puerto de embarque. En el segundo caso el precio de referencia es el valor de la canasta de los derivados del petróleo, afectado por un factor de calidad de crudo menos los costos de refinación, transporte y trasiego de los productos a los centros de abasto o puerto de exportación, menos los costos de transporte de crudo a la refinería.

Con el fin de fijar las bases para la aplicación del Decreto 545 se emitió la Resolución No.1211 del 17 de abril de 1989 en la cual se fijan las constantes utilizadas para el cálculo del precio del crudo para liquidación de las regalías, así como la gravedad API, el porcentaje de azufre de cada uno de los crudos, las distancias a las refinerías y puertos de exportación y la canasta de los derivados. Tanto el Decreto como la Resolución son retroactivas al primero de enero de 1989.

Estas medidas, conjuntamente con una producción nacional de crudo cercana a los 162 millones de barriles, determinaron que el monto total de regalías para el año en curso llegue a los 100.000 millones de pesos. Esta cifra le permitirá a los municipios y departamentos, así como también a los planes regionales, avanzar en el mejoramiento social.

IMPUESTOS DE TRANSPORTE

El Ministerio de Minas y Energía a través de la Dirección de Hidrocarburos, lleva a cabo la liquidación de los impuestos de transporte de crudo, productos y gas natural en los oleoductos, poliductos y gasoductos que operan en el país. Por estos conceptos se liquidaron los valores que se detallan en los cuadros 2.22 y 2.23.

**CUADRO 2.22
IMPUESTOS DE TRANSPORTE DE CRUDO Y REFINADOS
1988**

COMPAÑIA	TRAMO	LIQUIDACION
A. OLEODUCTOS		
ESSO COLOMBIANA	Sucre-Jobos	\$ 86.260
ESSO COLOMBIANA	Jobo-Mamonal	\$ 679.637
PETROCOL	Andalucía-Aipe	\$ 617.190
ESSO COLOMBIANA	Povincia-Yariquí	US\$ 20.523
ESSO COLOMBIANA	Payoa-Propvincia	US\$ 5.551
TEXAS PETROLEUM	Velásquez-Galán	US\$ 485.858
PETROLEOS DEL NORTE	Zulia-Ayacucho	US\$ 11.854
PETROLEOS DEL NORTE	Bellavista-Ayacucho	US\$ 19.576
ECOPETROL	CL-RZ-COVENAS	US\$ 2.778.296
ECOPETROL-CEPE	Orito-Tumaco	US\$ 95.663
ECOPETROL	Terminal Marítimo	US\$ 1.108.972
B. POLIDUCTOS		
ESSO COLOMBIANA	Provincia-Payoa	716.347
OCIDENTAL DE COL.	Payoa-Galán	32.947
TERPEL ANTIOQUIA	Planta la María-Aeropuerto	6.047.058

Esto lo quito

**REGALIAS POR PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS
(MILES DE PESOS)**

VARIACION %	1988	1987

REGALIAS DE PETROLEO

En 1988 se realizó la liquidación de las regalías por producción de gas natural en los yacimientos de la Guajira, en la cual se incrementaron los ingresos en \$8.524.

Considerando que para diciembre de 1988 se solicitaron diversos adelantos en la fracción del precio de regalías por la producción de petróleo crudo, se establecieron un procedimiento para la liquidación de las regalías por la explotación y venta de los derivados de petróleo y gas natural en el país.

En dicho decreto se define el precio de regalías que el productor debe pagar por el petróleo producido que se vende en el país y el porcentaje de crudo que se exporta y el que se refina en el país. En el primer caso se fijó como precio de regalías el precio internacional de los derivados de petróleo, menos los costos de transporte y flete, entre el campo de producción y el puerto de embarque. En el segundo caso el precio de regalías es el valor de la canasta de los derivados de petróleo, estando en un caso de calidad de primer, menos los costos de refinería, transporte y flete de los productos a los centros de exportación, menos los costos de transporte de crudo a la refinería.

de la producción de los crudos, y la producción de los derivados. Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente. Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente. Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente.

Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente. Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente. Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente.

IMPUESTOS DE TRANSPORTE

Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente. Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente. Los impuestos de transporte de los crudos y los derivados se aplican sobre el valor de la producción de los crudos y los derivados, respectivamente.

CUADRO 2.23
IMPUESTOS DE TRANSPORTE DE CRUDO Y REFINADOS
1988

LIQUIDACION	TRAMO	COMPANIA
88.280		ESSE COLOMBIANA
8.987		ESSE COLOMBIANA
611.190		ESSE COLOMBIANA
20.823		ESSE COLOMBIANA
2.281		ESSE COLOMBIANA
428.888		ESSE COLOMBIANA
11.254		ESSE COLOMBIANA
1.278		ESSE COLOMBIANA
1.178.288		ESSE COLOMBIANA
32.883		ESSE COLOMBIANA
1.108.872		ESSE COLOMBIANA
718.347		ESSE COLOMBIANA
32.847		ESSE COLOMBIANA
8.047.058		ESSE COLOMBIANA

CUADRO 2.23

IMPUESTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

1988

COMPANIA	TRAMO	LIQUIDACION
A. GASODUCTOS TRONCALES		
ANTEX OIL	El Difícil-B/quilla	\$ 3.842.300
CERROMATOSO S.A.	Jobo-Cerromatoso	\$ 3.273.429
HOCOL S.A.	Tello-Neiva	\$ 1.196.825
PROMIGAS S.A.	Ballenas-B/quilla-Cartg.	\$ 536.821.653
TEXAS PETROLEUM	Chuchupa-Ballenas	US\$ 198.046
B. GASODUCTOS URBANOS		
GASORIENTE	Bucaramanga	\$ 20.831.578
GASORIENTE	Chimitá-Provenza	\$ 744.823
GASORIENTE	Cementos Diamante	\$ 9.016.227
METROGAS	Floridablanca	\$ 2.497.821

Fuente: Dirección Hidrocarburos. División Fiscalización y

Adicionalmente el sector petrolero a través de ECOPETROL, lleva a cabo una fundamental función de recaudo de impuestos correspondientes a ventas y aportes del Fondo Vial. Por estos conceptos se recolectaron en 1988 14.700 y 79.100 millones de pesos, respectivamente.

En resumen, el sector de petróleo y gas natural se ha convertido en factor fundamental de la finanzas públicas y de los planes de desarrollo nacional y regional, así como en los programas para el mejoramiento en la balanza de pagos. Es decir que tiene un papel relevante para la disminución y eventual eliminación de la brecha tanto interna como externa de la economía nacional. Reflejando el enfoque integrado, tanto dentro del sector energético como en relación al resto de la economía, los excedentes financieros del petróleo se han orientado a aliviar los problemas temporales en otros frentes, carbón y electricidad, así como al financiamiento de planes y programas de desarrollo social y regional, promoviendo en esta forma la consecución de los mayores beneficios posibles para la mayor parte de la comunidad.

Grafico No. 3.1
REALIZACIONES EN MATERIA DE CARBON
EXPORTACIONES DE CARBON

Las crisis petroleras de mediados de los años 70 y principio de los 80 fueron también la oportunidad para considerar nuevamente el desarrollo de recursos alternos, especialmente el gas natural y el carbón. Con una visión de largo plazo Colombia acometió la evaluación y aprovechamiento de sus cuantiosas reservas carboníferas, con miras a diversificar, tanto la estructura de producción y consumo energético, como de exportaciones del país.

Teniendo en cuenta esta base de referencia, el plan de Economía Social del Gobierno Nacional establece como objetivos para el subsector carbón los del aumento en las exportaciones de este recurso, consolidación de una producción eficiente para el mercado interno, fortalecimiento de CARBOCOL y desarrollo de nuevos proyectos mediante contratos de exploración y explotación con el sector privado, nacional o extranjero. En todo ello, dando énfasis a la orientación de la inversión pública hacia programas y proyectos tendientes al aceleramiento del desarrollo social y alivio de la pobreza en las regiones de producción carbonífera.

En concordancia con estos lineamientos, a continuación se detallan los avances en el año 1988 y primeros meses de 1989, período en el cual el carbón ha continuado dando su aporte al crecimiento económico nacional.

4.1 EXPORTACIONES DE CARBON

Las exportaciones de carbón colombiano se acercarán a los 10 millones de toneladas para cada uno de los años 1987 y 1988. Los valores correspondientes se incrementaron de 263 a 327 millones de dólares (gráfico 3.1) que representan cerca del 6% de las exportaciones del país. Así, gradual y consistentemente Colombia ha venido consolidando su posición en el mercado internacional de este importante recurso, mejorando su competitividad y elevando su participación a cerca del 4% de la comercialización internacional de carbón térmico.

En el cuadro 3.1 se detalla el destino de las exportaciones de carbón en 1988. Más de las 3 cuartas partes se vendieron en el mercado europeo, 12% en Estados Unidos, 7% en el Lejano Oriente y apenas 4% en Latinoamérica.

Las exportaciones de carbón colombiano se...

El sector privado... en el desarrollo del...

La producción de carbón en las regiones...

En consecuencia con estos fundamentos...

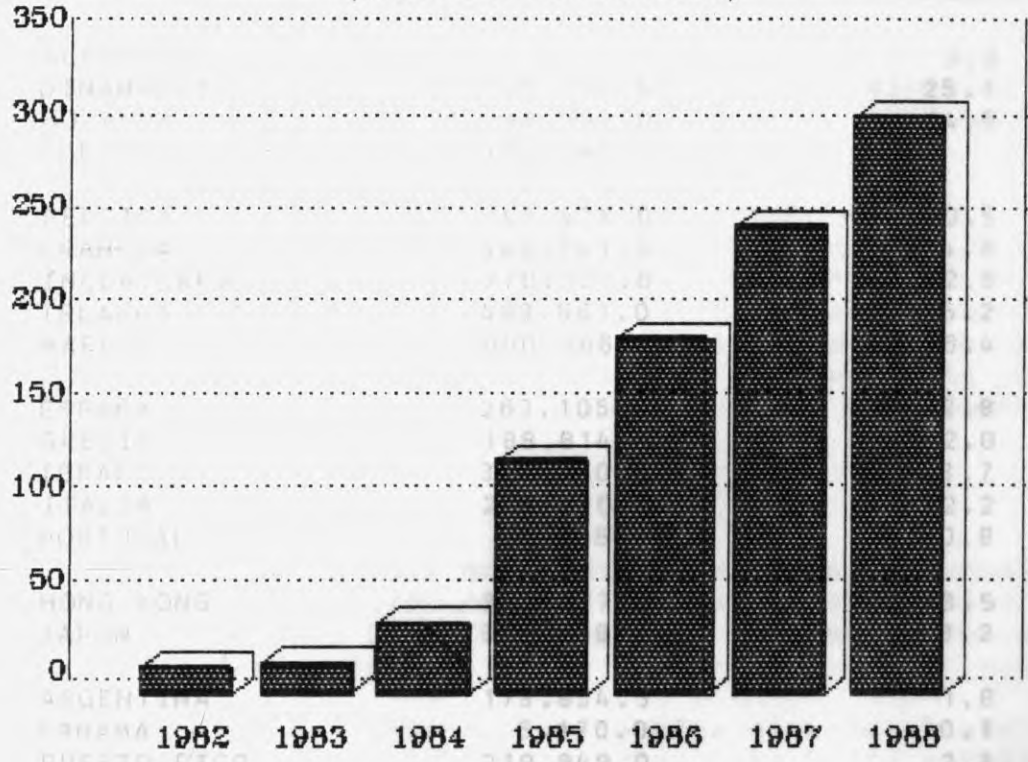
EXPORTACIONES DE CARBON

Las exportaciones de carbón colombiano se...

En el cuadro 3 se detalla el detalle de las exportaciones...

Grafico No.3.1

EXPORTACIONES DE CARBON (Millones de Dolares)

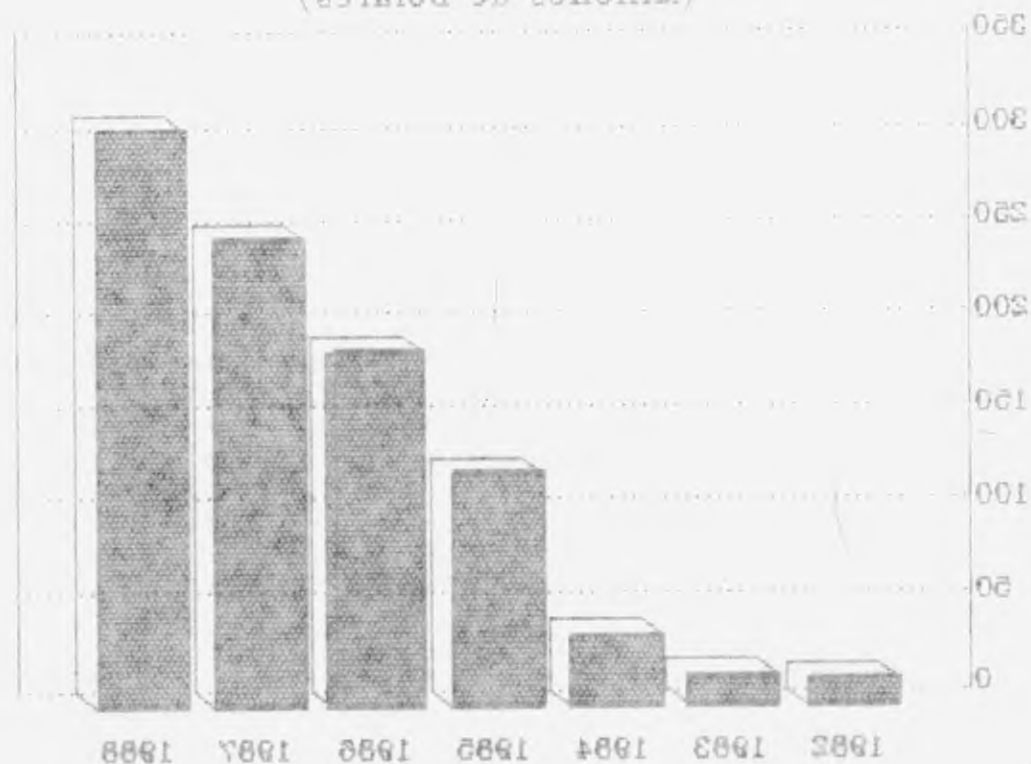


EXCARB5

Las exportaciones de carbón colombiano se...

El sector privado...

Gráfico No.3.1
EXPORTACIONES DE CARBÓN
(Millones de Dólares)



EXCARB

CUADRO 3.1
COLOMBIA
EXPORTACIONES DE CARBÓN TÉRMICO 1988

PAIS DE DESTINO	TONELADAS METRICAS	PORCENTAJE %
ALEMANIA	327.293.7	3.9
DINAMARCA	2.363.098.5	25.1
HOLANDA	1.369.891.0	14.5
SUECIA	194.090.0	
BELGICA	43.474.0	0.5
FRANCIA	448.541.0	4.8
INGLATERRA	270.907.0	2.9
IRLANDA	489.861.0	5.2
MARRUECOS	600.366.0	6.4
ESPAÑA	263.105.0	2.8
GRECIA	188.814.5	2.0
ISRAEL	347.670.0	3.7
ITALIA	208.270.0	2.2
PORTUGAL	79.845.5	0.8
HONG KONG	325.677.0	3.5
JAPON	303.759.7	3.2
ARGENTINA	173.834.5	1.8
PANAMA	6.170.0	0.1
PUERTO RICO	219.849.0	2.3
ESTADOS UNIDOS	1.159.771.5	12.3
TOTAL	9.429.288.9	100.0

En 1988 el mercado mundial de carbón afirmó su tendencia al alza, no obstante la caída en los precios del fuel-oil y se lograron aumentos de 3 dólares en promedio por tonelada exportada. A pesar de ello y debido a que aún son muy bajos los niveles del precio internacional del carbón, continuó el cierre y la disminución de la producción en minas marginales de Australia y Suráfrica. Las sanciones comerciales a este último país continuaron en el norte de Europa, mientras que las expectativas que se tenían sobre exportaciones de carbón chino no se dieron en los volúmenes esperados, debido a problemas de producción y transporte.

El incremento que mantuvieron los fletes marítimos mejoró la competitividad del carbón colombiano en el mercado europeo, frente a otros exportadores importantes, como Australia y China.

EXPORTACIONES DE CARBÓN TÉRMICO 1988
E O L O M B I A
CHADRO 3.1

PAIS DE DESTINO	TONELADAS METRICAS	PORCENTAJE %
USA	1,159,771.8	13.3
FRANCIA	800,164.0	8.9
INDIA	508,210.0	5.8
BRASIL	328,871.0	3.7
ARGENTINA	218,849.0	2.5
CHINA	188,814.2	2.2
RUSSIA	147,870.0	1.7
INDONESIA	103,789.7	1.2
OTROS	78,849.2	0.9
TOTAL	8,429,288.9	100.0

En 1988 el mercado mundial de carbón afirmó su tendencia al alza, no obstante la caída en los precios del fuel-oil y se formaron aumentos de 1 dólar en promedio por tonelada exportada a pesar de ello y debido a que aun con muy bajos los niveles del precio internacional del carbón continúa el cierre y la disminución de la producción en minas marginales de Australia y Europa. Las acciones comerciales a este último país continúan en el norte de Europa mientras que las expectativas que se tenían sobre exportaciones de carbón chino no se dieron en los volúmenes esperados, debido a problemas de producción y transporte.

El incremento que mantuvo los listos máximos mejoró la competitividad del carbón colombiano en el mercado europeo, frente a otras exportaciones importantes, como Australia y China.

Para 1989 se prevé que continúe la recuperación del mercado de carbón, más aún si se toman en cuenta los aumentos recientes en el precio del petróleo. Esto significará incrementos sustanciales en el precio del mineral.

A mediano y largo plazo es previsible la consolidación en el mercado mundial del carbón de los productores más eficientes, para lo cual la mina del Cerrejón posee evidentes ventajas por las posibilidades de lograr economías de escala, frente a minas antiguas con crecientes costos variables.
de EL? Norte?

4.2 AVANCES EN PRODUCCION Y PROYECTOS DE GRAN MINERIA

Proyectos de Gran Minería

Los avances de producción de El Cerrejón Norte, la reactivación de Zona Central, y la firma de los contratos con Drummond Ltd. y Prodeco han asegurado ya que el país mantenga una participación de por lo menos el 7% en el mercado internacional de carbón térmico en el largo plazo. Por proyectos el avance fue el siguiente:

Cerrejón Norte

El Complejo de la Zona Norte de El Cerrejón se aproxima ya a los niveles de producción óptimos con las consiguientes ventajas marginales que ello trae consigo, como la disminución en costos unitarios de producción.

La producción de carbón en esta mina durante el año de 1988 alcanzó los 8.8 millones de toneladas. Esta cifra corresponde al 84% de la meta esperada para el mismo período, pero refleja un incremento del 16% frente 1987. La relación de descapote fue de 7 toneladas de esteril por cada tonelada de mineral extraído. La disminución con respecto a la producción proyectada se debió principalmente al fuerte invierno que afectó la zona durante gran parte del año, causando inundaciones en el tajo.

A 31 de diciembre los inventarios de carbón en Mina y Puerto, incluídas las bases de las pilas eran de 513.806 toneladas.

En el primer trimestre de 1989 se produjeron 2.500 millones de toneladas, avanzando así normalmente para alcanzar las metas de producción que se ha propuesto la empresa.

De otra parte se terminó el estudio de factibilidad hecho por las compañías japonesas UBE/NIC para la producción de carbón de baja ceniza.

Los costos de producción ascendieron durante 1988 a US\$240.2 millones y el costo unitario por tonelada de carbón producido fue de US\$27.03, 5% menos que en 1987. La utilidad bruta por tonelada

del mercado de... en... instrumentos

en el... al... con... en...

AVANCES EN PRODUCCION Y PROYECTOS DE GRAN MINERIA

Proyectos de Gran Minería

El avance de la producción de carbón en esta mina durante el año de 1988...

Cerrejón Norte

El Complejo de la Zona Norte de Cerrejón es el más grande...

La producción de carbón en esta mina durante el año de 1988...

Se duplicó la producción de carbón en esta mina...

En el primer trimestre de 1989 se produjeron 74.000 toneladas...

Las compañías japonesas UBE\NIC para la producción de carbón...

Los costos de producción se redujeron durante 1988 a US\$240.2...

métrica vendida fue de \$1.881 que a la tasa de cambio promedio de 1988 equivale a US\$6.44/ton. y se obtuvo una pérdida operativa en cuantía de \$10.768 millones debido al efecto de la depreciación del equipo minero.

Los costos de producción por tonelada deben mejorar sustancialmente para 1989 por los esfuerzos que se han venido adelantando y por la modificación en la estructura de costos, en caso de ser resuelta favorablemente por el INCOMEX la aplicación del "Plan Vallejo" para los insumos que requiera importar el Complejo. Como complemento satisfactorio es oportuno comentar que la producción de la mina para este mismo período prácticamente se encuentra vendida en su totalidad, con precios que fluctúan entre los US\$37 y US\$38, para calidad 11.700 btu/libra. Cerca del 80% de esta producción se destinará al mercado europeo.

Las compras de insumos a la industria nacional ascendieron a \$7.546 millones durante 1988, el 50% más que en 1987.

Al finalizar el año 1988, INTERCOR, el Operador de la mina, mantenía un total de 4.833 empleados, de los cuales 4.760 son colombianos. Para la misma fecha, el total del personal a cargo de los contratistas al servicio del Operador era de 3.405 personas.

Cerrejón Central

Entre las realizaciones del período se destaca la reanudación de las operaciones de Zona Central a partir de marzo de 1988.

Conviene resaltar el manejo conjunto con el Contratista, Pinsky, de los aspectos de flujo de caja y el saneamiento de las deudas contraídas en la región para asegurar así la continuidad de la operación.

El Cerrejón Central produjo 111.400 toneladas de carbón en 1988. La explotación del yacimiento también se vio afectada por las fuertes lluvias caídas en la región. La calidad promedio del mineral extraído fue de 12.172 BTU por libra. En el primer trimestre de 1989 se explotaron 130.000 toneladas.

Las ventas internas y las exportaciones de carbón de Zona Central fueron de 80.607 toneladas en 1988 y de 74.000 toneladas en el primer trimestre de 1989.

La utilidad bruta por tonelada métrica vendida fue de \$5.393 equivalente a US\$18.46, superior a la del Complejo de la Zona Norte, por el mayor retorno en términos de precio FOB y menores costos de producción.

Se continuaron las conversaciones con la Comunidad de El Cerrejón, con miras a un acuerdo definitivo y en tal sentido se han considerado las posibilidades de suscripción de un nuevo

Handwritten signature or initials.

contrato o la adquisición por parte de CARBOCOL del interés de esa Comunidad en el yacimiento.

Por la vía del Recurso de Anulación ante el Consejo de Estado, se apeló el Laudo Arbitral proferido por el Tribunal convocado para dirimir las diferencias surgidas con el Consorcio DOMI-PRODECO-AUXINI, que condenó a CARBOCOL en una suma próxima a los \$11.300 millones. Hasta la fecha se espera el pronunciamiento de esa alta Corporación.

PROYECTO "LA LOMA" (CARBOCOL-DRUMMOND)

Las negociaciones adelantadas para el desarrollo y aprovechamiento de los Carbones de la "La Loma", concluyeron con la suscripción, en agosto 23 de 1988, de un contrato de exploración y explotación carbonífera entre Carbones de Colombia S.A., CARBOCOL, y la Empresa DRUMMOND LTD. de Estados Unidos.

La negociación de este contrato se adelantó en el marco de las disposiciones mineras y en particular las leyes 20 de 1969 y 61 de 1979, reglamentadas por el Decreto 2477 de 1986. De igual manera se tuvieron en cuenta los lineamientos básicos de política para la contratación y ejecución de proyectos de gran minería, señalados por el Consejo Nacional de Política Económica y Social, en documento DNP 2.355 VINF de enero de 1988.

En concordancia con las anteriores normas y políticas, el desarrollo del yacimiento de La Loma será adelantado directamente por la firma contratista, DRUMMOND, sin participación en riesgo e inversiones del Estado Colombiano. Las contraprestaciones se obtendrán mediante el pago de cánones superficiares y regalías, así como participaciones en eventuales ganancias extraordinarias de la empresa.

El proyecto, que está localizado en el Departamento de Cesar, municipios de Chiriguana y El Paso, incluye la exploración y explotación de carbón a cielo abierto, para una producción hasta de 10 millones de toneladas año, la que será transportada a Cartagena, en donde se construirá un muelle carbonífero para cargue de buques de hasta 150.000 toneladas de capacidad, lo cual permitirá la exportación de estos carbones con destino principal al mercado de los Estados Unidos, en donde sustituirá los suministros de algunas minas de Drummond con altos costos de producción.

El contrato firmado tiene una duración de 30 años, en donde se incluyen 5 años para la exploración y montaje. Se prevé el pago de regalías por el equivalente a 15% del valor del carbón en boca de mina. Esto significará contraprestaciones por regalías equivalentes a 1.044 millones de dólares de 1987, los cuales se adicionarán con 1.221 millones por impuestos de renta y 67 millones de dólares como ingreso de participación, en el período de explotación del yacimiento.

Adicionalmente el proyecto va a generar beneficios regionales que incluyen: **Carbón (Cesar)**

- Aporte de 2 millones de dólares para programas de mejoramiento social y del medio ambiente.

- Generación de una nueva actividad de transporte fluvial y terrestre, mediante el dragado del río Cesar y la Ciénaga de Zapatoza.

- Entrenamiento y generación de empleo directo e indirecto.

- Construcción de 26 viviendas y obras de infraestructura en municipios del Cesar vecinos al proyecto.

PROYECTO "LA JAGUA" (CARBOCOL-PRODECO)

El 21 de febrero de 1988, el Gobierno Nacional a través de CARBOCOL, celebró un contrato de exploración y explotación en el área carbonífera de La Jagua, localizada cerca del Municipio del mismo nombre en el Departamento de Cesar.

La negociación de este contrato se realizó dentro del marco de las normas legales vigentes y de acuerdo con los lineamientos establecidos por el CONPES en materia de proyectos de gran minería.

El contrato prevé la explotación a cielo abierto para llegar a niveles de producción de 3 millones de toneladas/año de carbón con destino a la exportación. La duración es de 30 años, incluidos 5 de exploración y 25 de producción. Se exportarán unos US\$3.000 millones en el tiempo de explotación. El país recibirá cerca de US\$221 millones por concepto de regalía básica y US\$143 millones por concepto de regalía adicional, además de lo correspondiente a impuestos de renta.

El proyecto prevé inversiones en infraestructura y servicios en la región en donde se localiza, lo mismo que el entrenamiento y empleo directo e indirecto que beneficiará prioritariamente a los habitantes del Cesar.

PRODECO es un empresa totalmente colombiana que durante 20 años ha mantenido una buena imagen en el mercado internacional de carbón. Con el apoyo de PROEXPO ha llevado a cabo importantes inversiones en el Puerto Carbonero de Puerto Zúñiga, en Santa Marta.

4.3 PROGRAMA DE EXPLORACION PARA EL MERCADO INTERNACIONAL

Como es sabido, uno de los objetivos de la política de exportación de carbón consiste en abastecer por lo menos el 10% del mercado internacional a partir del año 2000. Para tal efecto CARBOCOL adelanta la exploración de los siguientes proyectos, cuyo avance se detalla.

Proyecto del Descanso (Cesar)

En 1988 se inició la fase de perforación, con un total en el año de 23.998 metros de rípios y corazonamientos y con una inversión cercana a los \$1.500 millones.

Esta actividad permitió calcular reservas demostradas de 1.300 millones de toneladas de carbón térmico hasta 300 metros de profundidad, en 19 mantos y en un área de 53 km². El siguiente paso será un estudio de factibilidad para la explotación y exportación de hasta 10 millones de toneladas/año.

Proyecto San Luis (Santander) ^{compra?}

Carbones de Colombia S.A., CARBOCOL, contrató con la Compañía Carbones del Oriente CARBORIENTE S.A. la evaluación geológica y prefactibilidad minera del área carbonífera de San Luis, Municipio del Carmen, Santander. El estudio se dividió en tres fases que comprenden la geología de superficie, la geología del subsuelo y evaluación del yacimiento con el estudio ^{de} prefactibilidad.

Durante la Fase I se elaboró la cartografía Geológica 1:10.000, se precisó la estratigrafía del área y con base en las secuencias estratigráficas de superficie, se estableció la presencia de varios mantos de carbón por los cuales se correlacionaron, obteniéndose como resultado la evaluación de las siguientes Reservas y Recursos:

Reservas Indicadas	67.236.232 ton.
Reservas Inferidas	67.553.962 ton.

TOTAL RESERVAS	134.790.200 ton.
TOTAL RECURSOS	265.690.726 ton.

El 70% de estas reservas se consideran con características de uso metalúrgico y 30% para usos térmicos.

Los trabajos de cartografía permitieron concluir, además, que los carbones se encuentran dentro de la Formación Unir del Cretáceo Superior y que la estructura general es un sinclinal asimétrico con cierre hacia el sur-oeste y un hundimiento progresivo del eje hacia el Noreste.

Durante la Fase II, que se terminó a mediados de 1988, se evaluó el yacimiento, se estudió la calidad del carbón y se dieron indicaciones sobre los aspectos mineros preliminares. Los trabajos comprendieron: Cartografía 1:4.000, Perforación de 7.500 metros y registros eléctricos en diversas áreas de la formación.

La inversión en 1988 fue de \$114 millones. Se requiere adelantar la siguiente fase, es decir la factibilidad minera para una capacidad de producción de hasta 1 millón de toneladas/año de carbón con destino al mercado interno y a la exportación.

4.4 PROGRAMA DE APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERÍA DE CARBÓN

Los programas de apoyo a la pequeña y mediana minería de carbón incluyen los aspectos legal, técnico, financiero y de infraestructura física y social. El objetivo es transformar esa minería, con base en los recursos del Fondo de Fomento del Carbón, para lograr que este recurso se explote en forma económica, con un máximo de seguridad en la operación y mínimos impactos ambientales.

Ministerio de Minas y Energía

Fondo de Fomento del Carbón

El Fondo de Fomento del Carbón reemplazó al Fondo Nacional del Carbón por disposición del Decreto 2656 de 1988. Durante la vigencia fiscal de 1988 obtuvo ingresos totales por valor de \$4.884 millones, un 30% más que 1987, presentándose un superávit de tesorería por valor de \$631 millones respecto de los estimativos iniciales. En 1989 se han recaudado ya \$1.421 millones.

En 1988, y en cumplimiento de la legislación vigente, el Fondo realizó giros por participación del impuesto, por un monto total de \$2.965.7 millones con la distribución que se muestra en la gráfica 3.2.

En el primer trimestre de 1989 se han realizado ya giros por participación del impuesto por \$ 645 millones.

Programa de Apoyo Jurídico

Departamento de Guajira (36%)

Municipio de Barranquilla (30%)

Durante 1988 CARBOCOL continuó con la legalización de explotaciones de carbón, suscribiendo para tal efecto 8 contratos de explotación con pequeños y medianos mineros, completando así un total de 49 contratos desde que se inició el programa en 1986. Adicionalmente, para el manejo sistematizado y gráfico de la información jurídica de las solicitudes, se adquirió un programa de computador en conjunto con el Ministerio de Minas.

Es notable la labor desplegada por el Ministerio para lograr la legalización de la denominada "minería de hecho", especialmente concentrada en el carbón. El desarrollo del Registro Minero, ha permitido organizar y ordenar las diferentes áreas y solicitudes, con su cartografía para proceder a su legalización.

El programa de apoyo a la pequeña y mediana minería de carbón...

PROGRAMA DE APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERÍA DE CARBÓN

El fondo de fomento del carbón...

Fondo de Fomento del Carbón

El fondo de fomento del carbón...

En 1988, en cumplimiento de la legislación vigente, el fondo...

En el primer trimestre de 1988 se han realizado los siguientes...

Programa de Apoyo Jurídico

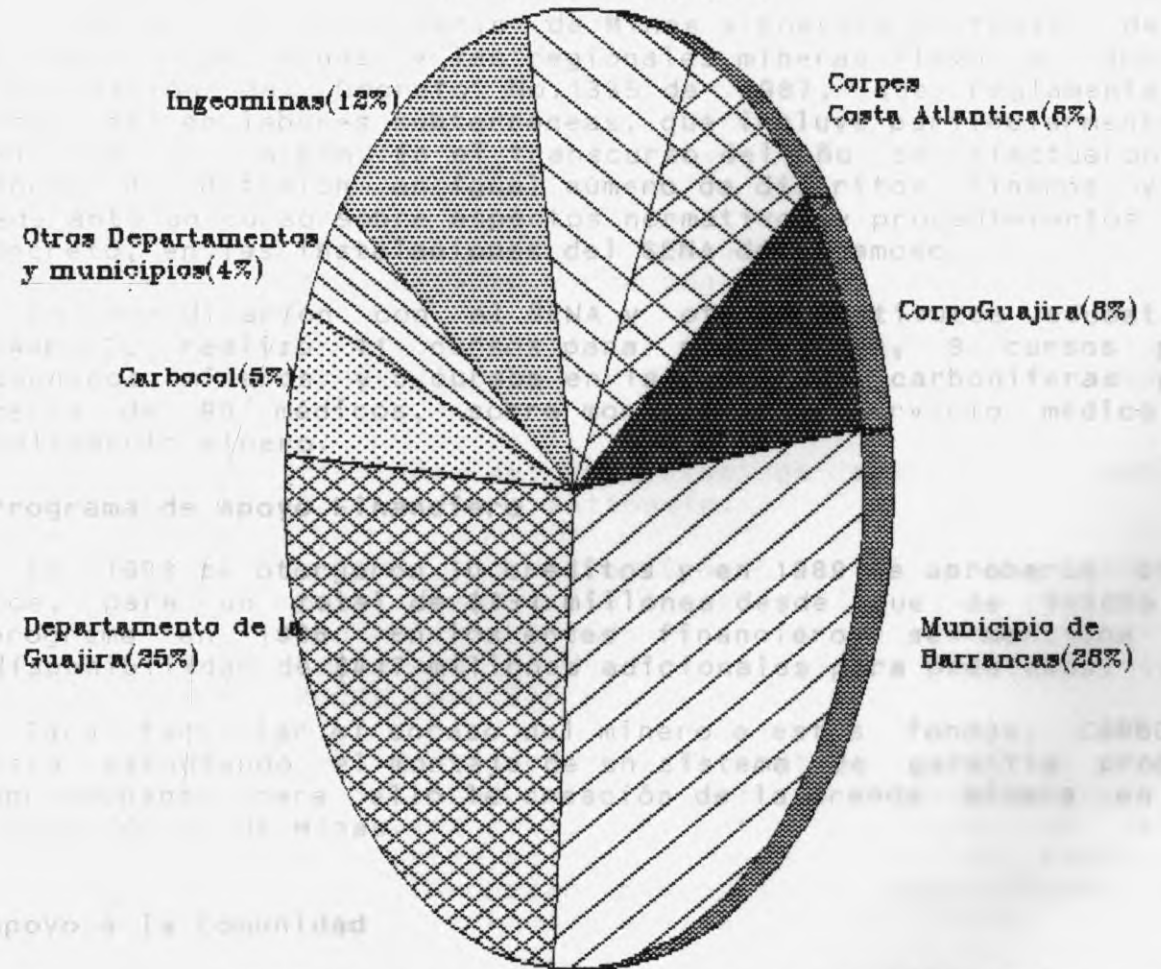
El programa de apoyo jurídico...

El programa de apoyo jurídico...

Grafica No.3-2
ASIGNACION DE RECURSOS FONDO NACIONAL DEL CARBON

1988

Reasignacion Ministerio
de Minas y Energia(8%)



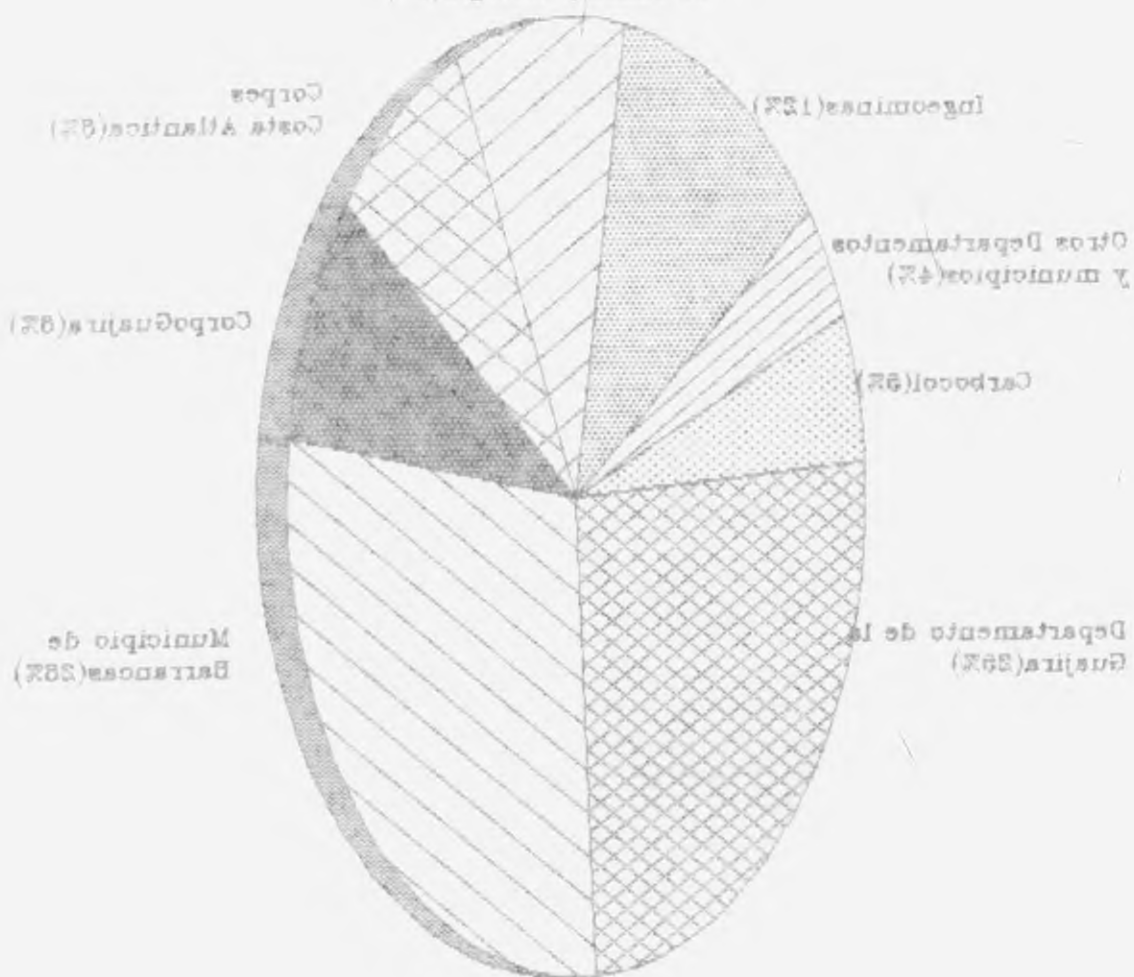
Apoyo a la Comunidad

El programa de apoyo a la comunidad...

ASIGNACION DE RECURSOS FONDO NACIONAL DEL CARBÓN

1988

Asignación Ministerio
de Minas y Energía (97)



Programa de Apoyo Técnico

En 1988 CARBOCOL prestó asistencia técnica directa a 85 solicitudes para contratos de explotación, a 24 mineros que requirieron definir sus oposiciones con el Ministerio de Minas, a 25 mineros que solicitaron créditos, y a 105 minas en materia de seguridad e higiene. Adicionalmente, mediante convenios con las universidades y el SENA se prestó asistencia técnica a 82 minas. En desarrollo de estas actividades se invirtieron \$52 millones.

CARBOCOL terminó la construcción de 5 estaciones de apoyo y salvamento en el Zulia (Norte de Santander), Jamundí (Valle del Cauca), Amagá (Antioquia y Caldas), Ubaté (Cundinamarca) y Sogamoso (Boyacá), en las cuales se invirtieron, \$850 millones en la dotación de equipos nacionales y extranjeros. Desde estas estaciones se atendieron 41 emergencias, en las cuales se rescataron 16 mineros, se hizo previsión de riesgos a 80 minas y se elaboraron planes de salvamento para 290 minas.

Asimismo, el Ministerio de Minas y Energía a través de la Dirección de Minas y las regionales mineras llevó a cabo la divulgación del Decreto No.1335 de 1987, que reglamenta la seguridad en labores subterráneas, que incluye particularmente la minería de carbón. En el transcurso del año se efectuaron 13 foros de difusión en igual número de distritos mineros y se adelantó un curso sobre aspectos normativos y procedimientos del decreto, en las instalaciones del SENA de Sogamoso.

En coordinación con el SENA y otros institutos educativos CARBOCOL realizó 11 cursos para socorristas, 8 cursos para técnicos mineros y 5 cursos en las regiones carboníferas para cerca de 80 médicos, sobre montaje del servicio médico en salvamento minero.

Programa de Apoyo Financiero

En 1988 se otorgaron 10 créditos y en 1989 se aprobaron otros dos, para un total de \$331 millones desde que se inició el programa en 1986. En los entes financieros se mantiene una disponibilidad de \$417 millones adicionales para préstamos.

Para facilitar el acceso del minero a estos fondos, CARBOCOL está estudiando el montaje de un sistema de garantía propio, aprovechando para ello la creación de la prenda minera en el nuevo Código de Minas.

Apoyo a la Comunidad

Por Ley, CARBOCOL debe invertir en el desarrollo de las zonas carboníferas. Dentro de este marco, y consciente de la trascendencia que el Plan de Lucha contra la Pobreza Absoluta y el Plan de Acción inmediata tienen para el país, se ha buscado la orientación de esos recursos para apoyarlos. Es así como se han visto beneficiados municipios identificados entre los más pobres,

como El Paso y Becerril (Cesar), San Cayetano (N. de Santander) y Jamundí (Valle del Cauca).

CARBOCOL firmó en el período convenios por un valor cercano a los \$250 millones para obras de adecuación de vías y construcción de escuelas. Adicionalmente, se ha reservado una partida de \$86 millones para electrificación rural.

Los cuadros 3.2 y 3.3 detallan el aporte que están recibiendo las comunidades en las zonas de influencia de los proyectos carboníferos.

Promoción al Uso del Carbón

CARBOCOL ha venido identificando proyectos de consumo de carbón, que no sólo aumentan la demanda por este recurso sino que conllevan ahorros para la economía, por costos de energía y ambientales.

Los estudios que cabe destacar:

- El preparado por el Gobierno Chino para la fabricación de briquetas, conducente a sustituir el consumo de leña en el país, en colaboración con la Federación Nacional de Cafeteros.

- La evaluación de opciones tecnológicas para montar una planta de producción de mezclas carbón-agua en Colombia.

- Los de sustitución de gas por carbón en termoeléctricas de CORELCA. Así, Termogujaira empezó nuevamente a consumir carbón a partir de 1988.

- Análisis técnicos de proyectos de sustitución con 3 empresas de Bogotá, Caldas y Antioquia.

Con recursos de FONIC, convenio firmado en 1985 entre CARBOCOL y COLCIENCIAS para promover la investigación del carbón, se realizaron las siguientes actividades con una ejecución total de \$13 millones y la aprobación de otros proyectos que implicarán un aporte de CARBOCOL por \$75 millones.

- Con la Universidad Industrial de Santander (UIS) se inició la investigación sobre producción de mezclas de carbón-agua y se concretó la realización de los proyectos de lavado de carbón—utilizando equipos simples como concentrados en espiral e hidrociclones— y de elaboración de un modelo computarizado para evaluar alternativas de transporte neumático de carbón.

- Se contrató y ejecutó el estudio de optimización de la planta de pirólisis de carbón en la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.

- Se celebró un convenio con la Gobernación de Antioquia, Gases de Antioquia (EDA) para la realización del estudio de

factibilidad sobre el montaje de una planta de gasificación del carbón en el Valle de Aburrá.

CUADRO No.3.2
BENEFICIO DIRECTO DE GRANDES PROYECTOS
(Millones de Pesos)

	ACUMULADO		
	1983-87	1988	1989
A) EL CERREJON (MPIO. DE LA GUAJIRA) (1)			
* SALUD	60	13	30
Convenio SEM (Erradicación Malaria)	20	0	
Donaciones Hospitales/Ptos de Salud	40	13	
* PLAN DE AYUDA COMUNIDAD INDIGENA (PAICI)	276	59	80
Educación	30	5	
Tecnificación de la Pesca	16	2	
Salud	178	26	
Crédito/Mercadeo Artesanías	16	3	
Suministro de Agua	28	3	
Caprinos	5	0	
Otros	13	20	
* EDUCACION	134	23	47
+ APOYO ORGANIZACIONES CIVICAS/PROG ESP	70	21	91
* OTROS APORTES/CONTRIBUCIONES	37	0	232.9
SUBTOTAL	577	116	271
B) DRUMMOND (1)			
DESARROLLO REGIONAL DPTO DEL CESAR			73
* La Jagua, Chiriguaná, El Paso			73
TOTAL BENEFICIOS DIRECTOS	577	116	344

FUENTE: CARBOCOL

- A. 1987, Programas de beneficio social CARBOCOL-Intercor.
B. Contrato de la Drummond (aportes anuales por US\$0.2M desde 1989 hasta completar US\$2M según contrato).
(1) Para el caso del Cerrejón el 50% de los gastos corresponde a CARBOCOL, y el resto a Intercor. Para Drummond el 100% de los gastos proviene de sus recursos.

BENEFICIO DIRECTO DE GRANDES PROYECTOS
(Millones de Pesos)

1988	1987-88	1987-88
10	0	10
30	28	28
	10	10
	18	18
	18	18
	5	5
	28	28
	2	2
	20	20
11	23	23
81	21	21
23	0	23
271	118	217
73		
13		
344	118	237

El contrato de la Drummond (antes por US\$0.2M desde 1987) programa de beneficio social CARBOCOL-Interior. Este programa se completó en 1988 (según contrato). Para el caso del Interior, el 50% de los gastos corresponden a CARBOCOL, y el resto a Interior. Para el caso del Interior, el 100% de los gastos proviene de los recursos.

- Se está ejecutando un proyecto para evaluar a los consumidores potenciales de carbón en Bogotá.

- Se elabora un modelo geoestadístico para la zona de Sarahita, Cerrejón Zona Central.

- Se inició la estructuración de otros proyectos tales como: caracterización de carbones de Cundinamarca y Boyacá con la participación de INGEOMINAS. Utilización de las cenizas producidas en las plantas térmicas, investigación del comportamiento de los diferentes carbones colombianos en combustión y conversión de pequeñas pirotubulares de Fuel-Oil a carbón y/o a sus derivados.

Por último, para transferir la experiencia colombiana de otros países Latinoamericanos y eventualmente desarrollar nuevos mercados, CARBOCOL inició una asesoría a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en su programa de carbón.

4.5 PROYECTOS DE EXPLORACION PARA EL MERCADO INTERNO

Con miras a asegurar un abastecimiento de carbón confiable y a bajo costo el mercado nacional en el largo plazo, CARBOCOL adelantó los siguientes proyectos.

Páramo del Almorzadero. Albania Jesús María (Santander)

El 15 de junio de 1988, CARBOCOL contrató con CARBORIENTE la investigación y prospección geológica de los carbones antracíticos y semi-antracíticos de la zona del Páramo del Almorzadero y el área de Albania-Jesús María en el Departamento de Santander. Para al efecto programó una inversión de \$122.5 millones (PROCARBON de Occidente).

Los trabajos en el Páramo del Almorzadero se iniciaron el día 5 de julio de 1988. El área de estudio se sitúa en una franja alargada entre Chitagá (Norte de Santander) al norte y San Miguel (Santander) al sur, en una extensión de 400 kilómetros cuadrados con una anchura máxima de 10 kilómetros.

El área de mayor interés es el propio páramo, donde se ha adelantado la cartografía geológica en escala 1:10.000 en un área aproximada de 300 km² e igualmente la elaboración de túneles, trincheras, apiques para la evaluación en superficie y una adecuada localización de los mantos en la zona de más interés.

En la formación Los Cueros se han encontrado secuencias que contienen hasta 25 capas de carbón, 4 o 5 de las cuales forman mantos con espesores entre 0.60 y 1.30 m.

En la actualidad se han trabajado las estructuras siguientes: Sinclinal del Delgadito en un 70% de su longitud y Sinclinal del Almorzadero en un 40% de su longitud.

Los recursos calculados son del orden de 250 millones de toneladas métricas, en un 70% del total del área a estudiar.

El análisis de las muestras tomadas permite concluir que la calidad de los carbones del área es muy buena siendo semi-antracitas y antracitas.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos se considera que el proyecto del Páramo del Almorzadero amerita la ejecución de la siguiente fase sobre estudio de Geología del subsuelo y evaluación del yacimiento.

Río Zulía - Río Peralonso

CARBOCOL adquirió acciones de CARBONORTE, en Cúcuta, para lo cual aportó \$29 millones. Con estos dineros y recursos de CARBONORTE, se emprendió un programa de perforaciones en el área denominada Campomarta, cerca a Cúcuta, en una extensión de 1.600 has. El propósito es identificar reservas para abastecer una posible ampliación de la terminal de Tasajero para lo cual se alcanzaron a perforar 545 m y se invirtieron \$11 millones.

Amagá - Venecia - Bolombolo:

Se inició en octubre de 1.988 la geología de superficie en un área de 10 km², que se terminó en marzo de 1.989 con inversión de \$42 millones. Se encontraron reservas de 124 millones de toneladas hasta 300 mts de profundidad.

Mina La Honda (PROCARBON de Occidente):

La participación de CARBOCOL en el capital de Procarbón de Occidente es de \$63.5 millones, equivalente al 18%. Procarbón adelanta el desarrollo de la mina La Honda. Se iniciaron obras como la construcción de una tolva, adecuación de carreteras, y se adquirieron algunos equipos incluido el transporte de carbón. Las inversiones en equipo extranjero fueron de \$ 27 millones.

El período de ingeniería y construcción se extiende hasta noviembre 6 de 1.989, fecha en la cual se deberá iniciar la explotación comercial que alcanzará en 1.993 la producción de 120.000 ton/año.

Chidral Cartón de Colombia:

Se adelantó la etapa de investigación geológica y estudio de factibilidad en el área de La Ferreira en el Municipio de Jamundí, Departamento del Valle del Cauca.

4.6 REGALIAS E IMPUESTOS

CORPEL (MILLONES)

Con respecto a las regalías en carbón vale la pena resaltar el dinero recibido por las diferentes entidades del orden nacional que durante 1988 se hicieron acreedoras a la suma de \$1.360 millones; aquí se destacan los giros hechos al CORPEL de la Costa Atlántica por valor de \$313 millones y a la Corporación de Desarrollo de la Guajira - CORPOGUAJIRA - por valor de \$297 millones.

En lo que se refiere a departamentos, la Guajira fue el principal beneficiado al recibir la suma de \$892 millones, sin considerar Corporaciones, ni otros entes regionales. Le siguen en importancia por concepto de impuesto a la explotación de carbón Cundinamarca con \$13 millones, Córdoba, Antioquia, Cesar y Boyacá, cada uno de los cuales recibió cerca de \$8 millones.

Dentro de los municipios es del caso resaltar a Barrancas, en la Guajira, al cual le correspondieron \$869 millones, siendo éste el segundo municipio del país, después de Arauca, en recibir mayores regalías en ese año. Allí se encuentra El Cerrejón.

4.7 FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL DE CARBOCOL:

¿este? ¿no? ¿ambos?

Situación Financiera:

Durante el año 1988 CARBOCOL avanzó hacia su consolidación financiera, la cual venía siendo sustancialmente afectada por los bajos precios del carbón en los últimos 3 años.

Al asumir ECOPETROL la deuda de CARBOCOL con el EXIMBANK de los Estados Unidos, cuyo saldo a 31 de diciembre ascendía a US\$502.2 millones, operación decidida por las dos empresas y que se protocolizará durante 1989, se producirán modificaciones sustanciales en la estructura financiera de CARBOCOL en el corto y mediano plazo.

El incremento en las ventas, del orden del 1.15 millones de toneladas de carbón, la reacción favorable de los precios del carbón en el mercado internacional y la disminución en los costos de producción, permitieron un incremento en las utilidades brutas de 184% con respecto al año 1987. Sin embargo, factores tales como gastos financieros, diferencia en cambio y depreciación de equipo, no sólo absorbieron tales utilidades, sino determinaron una pérdida contable para el ejercicio de \$22.554 millones.

Los créditos contratados durante 1988 fueron los siguientes:

Este que quisiera decir

REGALIAS E IMPUESTOS

La información contenida en este informe es confidencial y está sujeta a las condiciones de uso establecidas en el contrato de préstamo.

El presente informe refleja la situación financiera de CARBOCOL al 31 de diciembre de 1988, basándose en los estados financieros auditados por el auditor independiente.

El nivel de endeudamiento de CARBOCOL pasó del 75% en 1987 al 93% en 1988, de los cuales el 98% corresponden a obligaciones a largo plazo. El aumento en dicho nivel de endeudamiento se debe primordialmente a la contratación de nuevos créditos.

El patrimonio era \$41.175 millones, 25% menos al de 1987, debido al costo de las pérdidas del ejercicio.

Los aportes acumulados de CARBOCOL al Complejo Carbonífero de El Cerrejón Zona Norte eran US\$ 1.701.4 millones, de los cuales US\$ 149.5 millones se asignaron durante 1988. La distribución de los aportes, que atendieron las necesidades de inversión y costos durante 1988 en pesos y dólares, fue la siguiente:

	MONTO (US\$ MILLONES)	
Aportes (Origen Pesos Col.).....	97.0	64.9
Aportes (Origen Dólares).....	52.5	35.1

La relación activo corriente/pasivo corriente se incrementó en un 90%, lo cual coloca a CARBOCOL en una mejor situación de liquidez a corto plazo.

Adicionalmente, CARBOCOL fue incluido en el nuevo crédito integrado por US\$ 1.700 millones, gestionado por la Nación, con una participación de US\$ 100 millones, monto que será desembolsado durante el primer trimestre de 1990. Mientras esto ocurre, la Junta Monetaria autorizó a CARBOCOL para obtener créditos de prefinanciación hasta por US\$ 100 millones.

Asimismo, CARBOCOL incrementó su capital durante 1988 a \$69.607 millones a través de un aporte por parte de ECOPETROL de \$8.000 millones.

Al finalizar 1988, el valor de los activos de CARBOCOL ascendía a \$599.787 millones, presentando un incremento del 36% con respecto al año anterior. Por su parte, el pasivo total alcanzó la suma de \$558.511 millones, mostrando un incremento del 145%. El patrimonio era \$41.175 millones, 25% menos al de 1987, debido al costo de las pérdidas del ejercicio.

El presente informe refleja la situación financiera de CARBOCOL al 31 de diciembre de 1988, basándose en los estados financieros auditados por el auditor independiente.

El nivel de endeudamiento de CARBOCOL pasó del 75% en 1987 al 93% en 1988, de los cuales el 98% corresponden a obligaciones a largo plazo. El aumento en dicho nivel de endeudamiento se debe primordialmente a la contratación de nuevos créditos.

CREDITO	FECHA	MONTO (Millones)
DE LARGO PLAZO		
CONCORDE (1)	1-8-88	US\$ 260
PEFCO- EXIMBANK USA	9-30-88	US\$ 170
PROEXPO	4-27-88	\$ 6.000
DE CORTO PLAZO		
PREFINANCIACION DE EXPORTACIONES		US\$ 50.8

(1) Corresponde a la participación de CARBOCOL en el crédito integrado a la República de Colombia por valor de US\$1.000 millones.

Adicionalmente, CARBOCOL fue incluido en el nuevo crédito integrado por US\$ 1.700 millones, gestionado por la Nación, con una participación de US\$ 100 millones, monto que será desembolsado durante el primer trimestre de 1990. Mientras esto ocurre, la Junta Monetaria autorizó a CARBOCOL para obtener créditos de prefinanciación hasta por US\$ 100 millones.

Asimismo, CARBOCOL incrementó su capital durante 1988 a \$69.607 millones a través de un aporte por parte de ECOPETROL de \$8.000 millones.

Al finalizar 1988, el valor de los activos de CARBOCOL ascendía a \$599.787 millones, presentando un incremento del 36% con respecto al año anterior. Por su parte, el pasivo total alcanzó la suma de \$558.511 millones, mostrando un incremento del 145%. El patrimonio era \$41.175 millones, 25% menos al de 1987, debido al costo de las pérdidas del ejercicio.

Los aportes acumulados de CARBOCOL al Complejo Carbonífero de El Cerrejón Zona Norte eran US\$ 1.701.4 millones, de los cuales US\$ 149.5 millones se asignaron durante 1988. La distribución de los aportes, que atendieron las necesidades de inversión y costos durante 1988 en pesos y dólares, fue la siguiente:

	MONTO (US\$ MILLONES)	
Aportes (Origen Pesos Col.).....	97.0	64.9
Aportes (Origen Dólares).....	52.5	35.1

La relación activo corriente/pasivo corriente se incrementó en un 90%, lo cual coloca a CARBOCOL en una mejor situación de liquidez a corto plazo.

El nivel de endeudamiento de CARBOCOL pasó del 75% en 1987 al 93% en 1988, de los cuales el 98% corresponden a obligaciones a largo plazo. El aumento en dicho nivel de endeudamiento se debe primordialmente a la contratación de nuevos créditos.

CREDITO	FECHA	MONTO (Millones)
		1.000
		1.500
		1.500

El monto de los créditos se detallan a continuación:

El monto de los créditos se detallan a continuación:

El monto de los créditos se detallan a continuación:

El monto de los créditos se detallan a continuación:

El monto de los créditos se detallan a continuación:

MONTO (US\$ MILLONES)	MONTO
32.1	10.5
84.8	1.0

El monto de los créditos se detallan a continuación:

El monto de los créditos se detallan a continuación:

Capacidad Técnica:

CARBOCOL trabajó intensamente durante el período en el desarrollo de herramientas orientadas a incrementar la capacidad técnica y negociadora de la Empresa, y propendió por su transferencia a otros sectores, campo en el cual se destacan los siguientes aspectos:

- Proyecto COL-86-004, financiado con recursos del Banco Mundial y ejecutado a través del Departamento de Cooperación Técnica para el Desarrollo (DTCD) de las Naciones Unidas, dentro del cual:

Se elaboraron los siguientes documentos con colaboración de expertos nacionales e internacionales: "La Contratación para la Explotación de Yacimientos de Carbón en Colombia", "La negociación de Cláusulas Tributarias y Cambiarias en Contratos de Explotación de Carbón", "Estudio de Inversionistas Extranjeros en la Minería de Carbón en Colombia" y "Análisis de Riesgos de Inversión en Minería del Carbón", junto con un modelo computarizado.

- Se adquirió un equipo de computación IBM PS/2, para montar las herramientas de negociación adquiridas a través de este proyecto (Análisis de Riesgo, Modelo Sistematizado de Negociación y Contrato Modelo).

- Se inició el apoyo interinstitucional con la realización del "Seminario Internacional sobre Negociación de Inversiones en Oro". Para el Proyecto Nacional de Metales Preciosos CARBOCOL aportó su colaboración y experiencia en la elaboración de un programa de trabajo y la identificación y contratación, de los expertos internacionales.

- Con el objeto de estimar la contribución del sector carbón a la economía nacional se realizaron estudios sobre metodología y evaluación social de proyectos carboníferos y estimación del valor económico del carbón en Colombia, financiados con recursos propios y del PNUD. Se realizaron visitas a varias minas y puertos en los Estados Unidos, Canadá, Brasil, Chile, Argentina y Suráfrica como parte de entrenamiento de personal técnico de CARBOCOL.

- Se adquirió un Sistema de Evaluación y Control Geológico Minero.

Capacidad Administrativa

En este campo CARBOCOL también dió pasos sustanciales hacia su consolidación como una Empresa de Excelencia organizacional. Las realizaciones que destacan son:

El presente informe...

El presente informe...

El presente informe...

El presente informe...

El presente informe...

El presente informe...

El presente informe...

Capacidad Administrativa

El presente informe...

REESTRUCTURACION ADMINISTRATIVA: Se aprobó e implantó la nueva estructura orgánica con el fin de redistribuir de manera más técnica y funcional las misiones de algunas áreas, adecuándolas así a los requerimientos de la Empresa en su doble función: De ejecutora de la política del carbón que señale el Gobierno Nacional y de inversionista en complejos carboníferos en operación.

PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS : Se fortaleció el sistema de Planeación Estratégica, para lo cual se contó con la asesoría de una firma extranjera haciendo uso de recursos del programa PNUD, cuya ejecución ha generado una dinámica organizacional de amplio espectro. Igualmente se han agilizado y racionalizado los procedimientos de contratación y adquisiciones.

EVALUACION DE DESEMPEÑO: Por primera vez el año pasado CARBOCOL ejecutó un programa de evaluación de desempeño individual para todos sus trabajadores, con un impacto institucional de gran alcance. Fue importante para identificar el potencial de desarrollo del personal y diseñar planes centralizados de capacitación.

SISTEMATIZACION : Se revisó a fondo la política de sistematización para darle una mayor consistencia en su desarrollo en el largo plazo.

El presente informe...

INVESTIGACION GEOLOGICA MINERA

El presente informe...

El presente informe...

REALIZACIONES EN MATERIA DE MINERIA

Con excepción del oro, para el cual el país figura como 8o. productor, y del carbón, en donde aparece como uno de los principales abastecedores del mercado internacional, Colombia no tiene una posición destacada en el sector mundial de la minería. Como resultado de la presencia en el territorio nacional de variadas clases de rocas con origen en las diversas edades geológicas, se supone abundancia de recursos minerales.

Debido a las limitadas exploraciones adelantadas, la realidad actual de la minería colombiana no se compara con el potencial de recursos, salvo algunos destacados proyectos de reciente desarrollo. En general el sector se caracteriza por la existencia de gran número de pequeñas unidades de operación, miles de mazamorreros en el caso del oro de aluvión, que en conjunto contribuyen con altos porcentajes a la producción nacional de minerales. Gran parte de la actividad es de tipo artesanal, carente de organización y tecnología adecuadas y con notable escasez de recursos de inversión, por la ausencia de entes financieros especializados en el crédito minero. A esto se añade la inadecuada legislación minera como uno más de los escollos para el desarrollo minero.

Además de fortalecer los proyectos mineros de exportación y con el fin de cambiar la actual situación de atraso de la minería colombiana, el Ministerio de Minas y Energía viene adelantando acciones fundamentales en los frentes de investigación geológico-minera, exploración y explotación, a través de empresas oficiales y mediante el fomento y apoyo a la pequeña y mediana minería. Dadas las limitaciones de la legislación minera y de la información sobre las verdaderas condiciones legales, técnicas, ambientales, sociales y económicas de las explotaciones mineras, el Gobierno Nacional emprendió la elaboración de un nuevo Código Minero, la ejecución de un Censo Minero Nacional y el montaje de un Registro Minero.

5.1 INVESTIGACION GEOLOGICA MINERA

El mayor y mejor aprovechamiento de los recursos mineros debe comenzar con un amplio conocimiento acerca de la geología y posibilidades de explotación de los recursos minerales.

Las labores relacionadas con la prospección y exploración geológico-minera nacional han estado tradicionalmente a cargo del Instituto de Investigaciones Geológico Mineras, INGEOMINAS.

En 1988 la actividad del INGEOMINAS se reflejó en las siguientes realizaciones:

- Edición y publicación del mapa Geológico de Colombia, con las respectivas Memorias.

- Elaboración y publicación de la segunda edición de "Los Recursos Minerales de Colombia".

- Publicación de los mapas de amenazas de los volcanes Cumbal (Nariño) y Tolima. Se encuentran en preparación los mapas de los volcanes Puracé y Galeras.

- Avances en la ejecución de 100 proyectos de investigación en áreas relacionadas con la geología básica, cartografía geológica, hidrogeología, geología ambiental, investigación química y vulcanología.

- En lo relativo a prospección de recursos, el INGEOMINAS continuó trabajando en la exploración y evaluación de yacimientos de rocas fosfóricas en los Departamentos de Boyacá y Cundinamarca, así como exploración básica de la Serranía de Naquén. INGEOMINAS asesoró también a CARBORIENTE en los trabajos de exploración de los Carbones de San Luis y del Páramo del Almorzadero.

- En el campo de la hidrología se llevaron a cabo cursos con el INDERENA sobre esta materia y se ejecutaron proyectos de abastecimiento de agua potable para algunas poblaciones de los Departamentos de Atlántico, Bolívar, Córdoba, Sucre, Guajira y San Andrés.

- En cuanto a la geología ambiental el INGEOMINAS concluyó durante 1988 el Proyecto de Zonificación Geotécnica del Distrito Especial de Bogotá, de gran importancia para los planes de desarrollo urbano de la principal ciudad de Colombia. Así mismo prestó servicios de estudio geológico a otras regiones y municipios del país para ayudarles en la zonificación geotécnica y delimitación de las áreas del riesgo geológico.

- En la parte de geofísica, se tiene incorporado el Observatorio Vulcanológico de Colombia, el cual en 1988 se dedicó a la vigilancia de los volcanes: Nevado del Ruiz, Tolima, Machín, Huila, Puracé, Galeras y Cumbal, integrando para tal efecto 3 disciplinas básicas en el campo de la vulcanología: Sismología, Deformación y Geología-Geoquímica. Se avanzó en la implementación de una red sísmica nacional y se suministró asesoría permanente a los Comités de Emergencia de Caldas, Tolima y Nariño.

- El INGEOMINAS prestó también servicios de análisis para un total de 7.261 muestras provenientes de empresas y entidades del sector público y privado.

- Por intermedio de sus oficinas regionales, el INGEOMINAS trabajó en proyectos de estudio geológico, exploración y mapas mineros en diversas regiones del país.

5.2 PROGRAMAS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION

Además de las actividades ya descritas en relación con la minería de carbón, el gobierno nacional también promueve, a través de ECOMINAS, otros programas de exploración y explotación en las áreas mineras aportadas a esa empresa oficial. Asimismo, se resaltan las actividades realizadas directamente por las Regionales Mineras del Ministerio, así como también las labores desarrolladas por ECOPEPETROL, el INGEOMINAS, ECOMINAS y el Ministerio en la prospección y exploración minera de los recursos auríferos localizados en el suroriente del país, a través de la Cía. Minera del Guanía.

↳ ¿Esta cual es?

- Distrito Minero de Marmato (Caldas)

En esta tradicional región aurífera, que durante 1988 tuvo una producción de 4.091 onzas troy de oro fino, superior en 14.4% respecto al año anterior, ECOMINAS ha venido adelantando las actividades tendientes a la optimización de los procesos de beneficio de oro con la instalación de nuevos molinos, electrificación de la región y adecuación de tanques de cianuración, todo lo cual ha permitido aumentar en casi un 50% el mineral tratado. Complementariamente se instaló allí un completo laboratorio de análisis, el taller de fundición y un almacén de implementos mineros en convenio con la Caja Agraria. Adicionalmente se proyecta contar próximamente con una oficina del Banco de la República para la compra de la producción de oro en este importante distrito minero.

- Zonas Aledañas de Marmato

ECOMINAS continuó la contratación de las áreas potenciales para exploración y futura explotación en las zonas aledañas a Marmato. En la denominada Zona Baja contrató la exploración y explotación con una importante firma nacional de ingeniería y minería, la que operará el proyecto con un nivel de producción inicial de 150 toneladas/día de mineral, y que se incrementarán a 300 toneladas/día al cabo del tercer año.

- Escuela de Tecnología y Minas de Marmato

Exploración Minera del Guanía
Mediante un convenio de cooperación técnica internacional con el Gobierno de Italia, ECOMINAS adelantó la instalación, por la modalidad de donación, de la Escuela de Tecnología y Minas de Marmato.

- Programa de Piedras Preciosas y Semipreciosas ^{¿ver?}

En el campo de las esmeraldas y de otras piedras preciosas y semipreciosas, la labor de la empresa estatal se orientó a promover la exportación y procesamiento.

Las exportaciones registradas de esmeraldas presentaron un notable aumento en 1988, llegando a US\$ 93 millones, es decir 45% más que en el año 1987. Esto fue posible por la rebaja que el Gobierno llevó a cabo en el impuesto del IVA sobre piedras preciosas y joyería. Adicionalmente se contó con la agilización de los trámites y mejora de los servicios de apoyo de ECOMINAS a los comerciantes y exportadores.

En 1988 se constituyó la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia, aglomerando allí a representantes de los principales participantes en esta industria, es decir mineros, comerciantes, talladores y joyeros, junto con el Estado, representado por su empresa, para adelantar acciones tendientes a la mayor eficiencia y transparencia de las actividades de explotación y comercialización de esmeraldas.

- Nuevos Aportes de ECOMINAS

Esta empresa incrementó la contratación de aportes de esmeraldas, incluyendo nuevas áreas como Gachalá y Yacopí. Asimismo, adelantó la contratación de dos áreas para la explotación de yesos en la Guajira, con las Empresas Yesos del Carrizal y Yesos del Norte Ltda.

- Expominería 1989

En coordinación con la Corporación de Ferias y Exposiciones y el Ministerio de Desarrollo Económico, el Ministerio de Minas y Energía y ECOMINAS han venido adelantando la organización de la I Feria Internacional de la Minería, el Petróleo y la Energía -EXPOMINERIA 89-, la cual tendrá lugar en Bogotá del 14 al 21 de octubre de 1989. Es un evento de carácter mundial que sin lugar a dudas, conjuntamente con la realización simultánea del VII AP Congreso Nacional de Minería, el Segundo Encuentro Empresarial Latinoamericano de Fabricantes y Usuarios de Equipo para la Industria Petrolera, y la Segunda Reunión de la Industria Minero-Metalúrgica Latinoamericana, repercutirán favorablemente en pro del desarrollo minero colombiano.

- Exploración Minera del Guainía

Durante 1988 se continuó con la exploración de las áreas auríferas en el suroriente del país, en el denominado "Proyecto Guainía". Como se sabe el Estado encargó de esa labor a la Sociedad Minera del Guainía, entidad constituida con el consenso

de ECOPETROL, ECOMINAS e INGEOMINAS y la estrecha colaboración del Ministerio.

INGEOMINAS adelantó trabajos de geología detallada en 24 áreas que cubren 54 kilómetros cuadrados en la Serranía de Naquén, las cuales se habían seleccionado luego de 13 meses de la fase de geología regional.

El avance del programa exploratorio permitió establecer 5 tipos de mineralización, especialmente aluviones, filones enrejados de cuarzo con oro, kerógenos y metaconglomerados. Según los geólogos consultores varias de estas mineralizaciones ofrecen buenas posibilidades de explotación.

Aprovechando la época de verano, el Ministerio de Minas y Energía inició en noviembre de 1988 la prospección detallada de los depósitos aluviales en la confluencia de Caño Loco con el Caño Masiva, en la parte norte del área aluvial de la Batea.

ECOMINAS participó en el estudio de la pequeña minería de la Serranía del Naquén, incluyendo el análisis socioeconómico, estudio de reservas, asistencia técnica, cooperativas y crédito.

A medida que se avanza en los trabajos de geología de detalle se podrán ir seleccionando las áreas y sitios de mayor interés y con mejores posibilidades para una posterior licitación y desarrollo minero.

Se considera que el Guainía es la nueva provincia minera de Colombia, pues allí se han detectado ocurrencias minerales semejantes a las que Brasil ha venido desarrollando en el otro lado de la frontera.

Se considera que, dada la ubicación de la zona, en un área carente de infraestructura de todo orden, susceptible de convertirse en un polo de progreso estable, es procedente invitar a firmas mineras precalificadas para que ofrezcan su participación en la exploración detallada del área del Naquén, y, de resultar reservas auríferas explotables, adelantar las operaciones adecuadas de desarrollo y producción.

5.3 APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERÍA

El predominio que esta escala de producción tiene en el sector minero nacional, el mayor requerimiento y más rápido retorno de las inversiones, sus altos índices de empleo de mano de obra, así como la importancia que representa para el desarrollo de áreas marginadas y de rehabilitación, son algunas de las razones que justifican la importancia y prioridad para las acciones del Gobierno en el fomento y asistencia técnica y financiera de la pequeña y mediana minería.

La política del Ministerio de Minas y Energía sobre este particular se ha orientado mediante programas en las áreas

Nuevos Aportes de ECOMINAS

Exploración Minera del Guainía

jurídicas, de crédito, asistencia técnica, procesamiento y comercialización. En el capítulo de realizaciones en materia de carbón se hizo referencia a las acciones adelantadas para mejorar las condiciones de explotación de la pequeña y mediana minería para ese importante recurso. En los siguientes apartes se describen otros frentes de esos programas que inciden en la producción minera, como son los relacionados con la fiscalización, seguridad minera, protección del medio ambiente, Código de Minas y el Fondo de Metales Preciosos.

FISCALIZACION MINERA

En su función supervisora del desarrollo minero, el Ministerio a través de la Dirección de Minas ha venido adelantando la evaluación de los informes presentados por los titulares de derechos mineros. Por medio del Comité de Exenciones Aduaneras se estudian y autorizan las exenciones del impuesto de aduana para maquinarias y equipos destinados a la labor de minería. En 1988 esas exenciones cubrieron importaciones superiores a los 81 millones de dólares.

Igualmente, se practican visitas periódicas de fiscalización en áreas bajo explotación o pendientes de reversión y se desarrolló en forma continua esa labor en 3 inspectorías localizadas en las principales áreas productoras de oro. A través de las Seccionales mineras se coordinan también visitas de fiscalización a las explotaciones y derechos mineros otorgados.

Asimismo el Ministerio lleva a cabo la liquidación de regalías e impuestos a favor de la Nación, departamentos y municipios, por concepto de explotación de esmeraldas, mineral de hierro, metales preciosos, níquel, carbón y sal. Mediante visitas de fiscalización a los municipios y departamentos se supervisa el destino y utilización de esas participaciones.

En el cuadro 4.1 se relacionan los valores liquidados en los principales minerales distinto del Carbón.

4.157.6

MINERIA

El Ministerio de Minas y Energía, en el marco de la política económica y social, tiene como objetivo principal el desarrollo y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población en el sector minero, a través de la aplicación de políticas y programas que permitan el crecimiento y la sostenibilidad del sector.

5.3 APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA

El predominio que esta sector en la producción tiene en el sector minero nacional, el mayor crecimiento y el más rápido retorno de las inversiones, así como el alto índice de empleo, hacen de él una actividad de gran importancia para el desarrollo de áreas marginales y de rehabilitación por razones de las razones que justifican la importancia y prioridad para las acciones del Gobierno en el momento actual, tanto en términos de política económica y financiera de la minería y mediana minería.

La política del Ministerio de Minas y Energía sobre este sector se ha orientado mediante programas en las áreas

CUADRO 4.1
REGALIAS E IMPUESTOS DE ALGUNOS MINERALES EN
1988

MINERAL	MILLONES DE \$
MINERALES METALICOS*	3.936.8
MINERALES METALICOS*	3.936.8
Níquel	2.845.1
Hierro y caliza	1.091.7
ORO	3.628.2
Municipios	3.621.0
CodeChocó	7.2
SAL	250.0
Departamentos	109.3
Municipios	137.0
Diócesis Zipaquirá	3.7
ESMERALDAS	247.2
Departamentos	10.6
Municipios	48.1
ECOMINAS	188.5
PLATINO	175.4
Municipios	160.0
CorpoChocó	15.4
TOTAL	8.237.6

* Corresponde a IDEBOY, CVS y municipios donde se encuentran las explotaciones.

SEGURIDAD MINERA

En cuanto se refiere a seguridad minera, el Ministerio ha venido estudiando y poniendo en práctica las normas y mecanismos que permitan garantizar las adecuadas condiciones de higiene y protección en las operaciones mineras.

MILONES DE \$	MINERAL
1.000	oro
1.000	plata
1.000	hierro
1.000	estaño
1.000	zinc
1.000	aluminio
1.000	grafito
1.000	otros
1.000	TOTAL

* Corresponde a IDEBO, C.V.S y municipios donde se encuentran las explotaciones.

SEGURIDAD MINERA

El Ministerio de Minas y Geología, a través de sus entidades descentralizadas, continúa desarrollando y fortaleciendo en las regiones y municipios las actividades de control y supervisión de las operaciones mineras, con el fin de garantizar las condiciones de higiene y seguridad en las explotaciones mineras.

En 1988 se llevó a cabo la divulgación del Decreto 1335 de 1987 que es el reglamento de seguridad en labores subterráneas.

Como complemento, la Dirección General de Minas viene adelantando la elaboración de un proyecto de reglamento de seguridad en labores mineras a cielo abierto.

Mediante convenio con el SENA se ha estado trabajando en la ampliación de la Mina Escuda de Sogamoso.

PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE

En el otorgamiento de derechos mineros juega un papel cada vez más importante, lo relacionado con el adecuado manejo y protección del medio ambiente en las labores de minería.

Para el otorgamiento de títulos mineros el Ministerio exige un estudio de impacto ambiental de acuerdo con una Guía de términos de referencia. En coordinación con INDERENA y otras entidades especializadas se lleva a cabo la supervisión del cumplimiento sobre las normas de protección ambiental.

Dados los lamentables efectos ambientales negativos que se han presentado en explotaciones mineras adelantadas por largo tiempo, especialmente en lo referente a la minería de oro en aluvión, el Gobierno Colombiano le ha señalado una alta prioridad a las labores y normas orientadas a la recuperación ambiental de áreas mineras en algunos municipios, tales como Amalfi, Anorí, Cáceres, Caucasia, el Bagre, Nechí, Tarazá, Valdivia, Zaragoza, Remedios y Segovia en Antioquia. Para tal efecto, el Ministerio promovió el estudio del impacto ambiental de la minería en los ríos Tiguí-Nechí y en el Bajo Cauca. El estudio adelantado por la Universidad de Medellín, cuenta con los componentes que lo caracterizan como un modelo de análisis científico de la problemática ambiental Colombiana.

ASISTENCIA TECNICA

La labor de fomento a la pequeña y mediana minería es una de las principales funciones y de las de mayor impacto desarrolladas por el Ministerio. Esta labor se concentra básicamente a través de las regionales mineras, con sede en las ciudades de Medellín, Bucaramanga, Ibagué, Pasto y Quibdó, las cuales están coordinadas por la Dirección de Minas en Bogotá.

En los últimos 3 años y particularmente en 1988 se ha venido adelantando toda una política de reactivación de las regionales, cuyos resultados se evidencian en las labores desplegadas a través de asistencia técnica, servicios de laboratorio químico, de fundición y de beneficio de minerales.

Las Direcciones Legal y de Minas del Ministerio, por intermedio de las regionales mineras han venido adelantando una campaña de divulgación nacional del Código Minero en la cual se han cubierto ya los departamentos de Antioquia, Chocó, Tolima, Santander y Nariño.

Se visitaron 350 minas pequeñas y medianas y se elaboraron los respectivos informes con las recomendaciones a los mineros para mejorar la explotación. También a través de las regionales se prestó apoyo logístico a la ejecución del Censo Nacional Minero.

En los laboratorios las regionales analizaron 591 muestras de rocas, se realizaron ensayos de fundición para oro y se beneficiaron minerales de cobre y caliza.

Mediante convenio entre el Ministerio y el Banco de la República se llevó a cabo el beneficio de concentrados de oro y plata provenientes de Santander, Tolima y Nariño.

El Ministerio a través de sus regionales mineras, en coordinación con el Banco de la República y ECOMINAS, desarrolla el programa de financiación de la pequeña y mediana minería. Este es un importante esfuerzo del estado colombiano, por cuanto generalmente el minero colombiano trabaja informalmente y carece de los documentos y respaldos requeridos por las entidades crediticias.

En 1988 las regionales mineras y ECOMINAS estudiaron 61 solicitudes por valor de 331 millones de pesos. Los intermediarios financieros aprobaron 19 créditos, e igual número el Fondo de Fomento Industrial, para un total de 188 millones de pesos.

A través de un convenio con el SENA, Banco de la República, ECOMINAS e INGEOMINAS, el Ministerio ha puesto en vigencia un programa piloto para otorgar asistencia técnica, asesoría y capacitación a los pequeños y medianos mineros que se dedican a la explotación de oro y platino.

El Ministerio y la Corporación para el Desarrollo de Nariño, CORPONARIÑO, adelantan un Convenio de Fomento Minero, en cuya ejecución se montó una casa taller en el municipio de Barbacoas y se repararon 45 motobombas y 11 minidragas.

5.4 FONDO DE FOMENTO DE METALES PRECIOSOS

Sobre la base de los lineamientos establecidos en el Nuevo Código de Minas en cuanto a la conformación, fines y administración de los fondos que creará el Gobierno para el

Sector Minero, mediante Decreto No.2657 del 23 de diciembre de 1988 se estableció el Fondo de Metales Preciosos.

Este nuevo mecanismo recoge la experiencia del Fondo Nacional del Carbón, hoy Fondo de Fomento del Carbón, y tiene como principales objetivos la estructuración de programas de Asistencia Técnica y Crédito Especializado e Inversión, tendientes al incremento de la producción y el beneficio de Metales Preciosos y al apoyo para el mejoramiento de las condiciones sociales y económicas de las regiones en donde se llevan a cabo actividades de pequeña y mediana minería de metales preciosos.

El Fondo será un sistema de manejo de cuentas, y administrado por ECOMINAS, que se financiará con aportes del Gobierno Nacional y otras fuentes de recursos.

5.5 NUEVO CODIGO DE MINAS

El Congreso de la República, mediante la Ley 57 de 1987 otorgó facultades al Gobierno Nacional para la expedición del Código de Minas, bajo unas precisas pautas, criterios y lineamientos.

En desarrollo de dicha ley, el Gobierno Nacional expidió el Decreto No.2655 del 23 de diciembre de 1988, el cual está dividido en 34 capítulos y contiene 327 artículos, regulando íntegramente la materia a partir del 27 de junio de 1989.

En esencia, se ratifica el principio de que los recursos naturales no renovables del suelo y del subsuelo pertenecen a la nación, excluyendo los hidrocarburos que son materia de legislación especial. Igualmente se declara de utilidad pública o interés social la industria minera, para lo cual se dictan disposiciones especiales que regulan las expropiaciones en esta materia.

Dentro de un concepto moderno en minería, se manifiesta que podrán adelantarse actividades mineras en todo el territorio nacional, excluyendo, sólo excepcionalmente, aquellas áreas que por motivos de interés público o ecológico requieran autorizaciones especiales.

De otra parte, como característica fundamental, por primera vez se prohíbe expresamente la exploración, montaje y explotación mineras sin el título otorgado por el Ministerio de Minas, imponiendo sanciones para el ejercicio de dichas actividades en forma ilícita.

El Código establece las definiciones de pequeña, mediana y gran minería, tomando como referencia el volumen o tonelaje de materiales útiles y estériles extraídos, según el grupo de minerales. Esta clasificación es tenida en cuenta para el otorgamiento de títulos y para los programas de fomento.

A través del Código se establecen sistemas ágiles y de apoyo para los pequeños y medianos mineros, incluyendo el sistema de Registro Minero y formatos para el diligenciamiento de las solicitudes y de los informes.

De la misma forma, se tiene en cuenta el aspecto ecológico y ambiental, mediante la presentación de la declaración ambiental para la pequeña minería y el estudio y evaluación del impacto ambiental para la mediana y gran minería.

Se dictan disposiciones especiales e innovadoras en cuanto a las zonas mineras indígenas, estableciendo un derecho preferencial a esas comunidades para explotar los minerales dentro de sus territorios. También se les faculta para señalar dentro de su territorio los lugares que, por tener especial significado social o religioso de acuerdo con los creencias y costumbres, no pueden ser objeto de exploración o explotación minera.

Reconociendo que una gran mayoría de la explotación minera subsiste por el sistema del barequeo, se opta por un método especial que consiste en la sola inscripción ante la correspondiente alcaldía, para efectos de que dicha autoridad los proteja en su actividad.

En cuanto a sistemas asociativos se fomenta la creación de cooperativas, incentivando los pequeños mineros, mediante la prelación que se les asigna en otorgamiento de créditos y asistencia técnica gratuita.

Para facilitar la actividad minera se fija un procedimiento ágil en servidumbres, mediante el pago de una caución previa fijada por el alcalde con el objeto de que el minero pueda iniciar sus trabajos mineros sin dilación.

También se establece un trámite ágil para resolver las oposiciones, que solamente procedan cuando exista un título o una propuesta anterior vigente.

En materia de contraprestaciones económicas, básicamente no se incluye ninguna carga nueva para los mineros, salvo para la gran minería, en la cual se fija un canon superficiario durante la etapa de exploración.

Finalmente, se regula la forma, objeto, recursos y administración de los fondos que creará el Gobierno, los cuales deberán tener entre sus fines, la prioridad de financiar a los pequeños y medianos mineros, o servir como garantes para sus proyectos de exploración y explotación.

5.6 SISTEMATIZACION DEL REGISTRO MINERO

El Registro Minero es el inventario o Catastro, permanentemente actualizado y público, de todos los títulos mineros otorgados y

en trámite. Por lo tanto se constituye en un complemento necesario y paralelo para la entrada en vigencia de la nueva legislación minera a partir de junio de 1989.

Los objetivos principales de la sistematización del Registro Minero son entonces los de agilizar la tramitación de los títulos, mantener una información actualizada respecto a las áreas mineras otorgadas, permitiendo su fácil localización en documentos cartográficos o afines y resolver oportuna y eficientemente los casos de superposiciones e incoherencias en la solicitud y otorgamiento de áreas para exploración y explotación minera.

El proyecto de sistematización del registro se programó para ser ejecutado en 2 fases, una de preparación o aislamiento y la otra de registro.

La fase de preparación o aislamiento comprendió la planificación, creación y montaje de los programas para el sistema de información de expedientes mineros, con el objeto de poder producir listados de información acerca de la ubicación, mineral solicitado, área, solicitante y situación jurídica. Igualmente, localizar mediante el uso del computador y del sistema gráfico, las áreas solicitadas y otorgadas para que al final se logre un esquema preciso del área y sus atributos, con el correspondiente memorial de aceptación para el interesado.

La fase de registro comprende el desarrollo de los establecido en el Capítulo XXXI del Nuevo Código Minero, según el cual el Registro Minero que lleva el Ministerio de Minas y Energía, con sus fases de radicación, calificación e inscripción, constituye la única prueba sobre la validez de títulos mineros.

Para ejecutar la sistematización del Registro Minero se adquirieron, mediante la financiación de CARBOCOL, programas y equipos de computación y se contrató el personal especializado correspondiente.

En el año 1988 se llevó a cabo la definición y desarrollo del sistema general y subsistemas del Registro Minero, incluyendo la especificación detallada de cada uno de los programas requeridos. Se definió y se diseñó el sistema gráfico y se adelantó la transcripción de información y prueba de la base de datos del sistema de información de expedientes mineros (SIEM).

En el primer semestre de 1989 se han venido adelantando las pruebas de sistema, elaboración de programas adicionales y su correspondiente documentación, así como el seguimiento y supervisión de la operación del Sistema y la capacitación para el Manejo del mismo.

La sistematización en el trámite de las solicitudes mineras es una garantía para el Ministerio y para el usuario, además de que podrá conectar con terminales de computador todas las oficinas mineras del país que posean estructura para admitir las

LA SISTEMATIZACIÓN DEL REGISTRO MINERO

El sistema de información de expedientes mineros (SIEM) es el inventario o catastro permanentemente actualizado, mediante el cual se tiene conocimiento de los títulos otorgados y en trámite. Por lo tanto se constituye en un complemento necesario y paralelo para la entrada en vigencia de la nueva legislación minera a partir de junio de 1989.

Los objetivos principales de la sistematización del Registro Minero son entonces los de agilizar la tramitación de los títulos, mantener una información actualizada respecto a las áreas mineras otorgadas, permitiendo su fácil localización en documentos cartográficos o afines y resolver oportuna y eficientemente los casos de superposiciones e incoherencias en la solicitud y otorgamiento de áreas para exploración y explotación minera.

El proyecto de sistematización del registro se programó para ser ejecutado en 2 fases, una de preparación o aislamiento y la otra de registro.

La fase de preparación o aislamiento comprendió la planificación, creación y montaje de los programas para el sistema de información de expedientes mineros, con el objeto de poder producir listados de información acerca de la ubicación, mineral solicitado, área, solicitante y situación jurídica. Igualmente, localizar mediante el uso del computador y del sistema gráfico, las áreas solicitadas y otorgadas para que al final se logre un esquema preciso del área y sus atributos, con el correspondiente memorial de aceptación para el interesado.

La fase de registro comprende el desarrollo de los establecido en el Capítulo XXXI del Nuevo Código Minero, según el cual el Registro Minero que lleva el Ministerio de Minas y Energía, con sus fases de radicación, calificación e inscripción, constituye la única prueba sobre la validez de títulos mineros.

Para ejecutar la sistematización del Registro Minero se adquirieron, mediante la financiación de CARBOCOL, programas y equipos de computación y se contrató el personal especializado correspondiente.

En el año 1988 se llevó a cabo la definición y desarrollo del sistema general y subsistemas del Registro Minero, incluyendo la especificación detallada de cada uno de los programas requeridos. Se definió y se diseñó el sistema gráfico y se adelantó la transcripción de información y prueba de la base de datos del sistema de información de expedientes mineros (SIEM).

En el primer semestre de 1989 se han venido adelantando las pruebas de sistema, elaboración de programas adicionales y su correspondiente documentación, así como el seguimiento y supervisión de la operación del Sistema y la capacitación para el Manejo del mismo.

La sistematización en el trámite de las solicitudes mineras es una garantía para el Ministerio y para el usuario, además de que podrá conectar con terminales de computador todas las oficinas mineras del país que posean estructura para admitir las

peticiones de licencias.

La graficación sólo se podrá realizar en la oficina central del Ministerio de Minas pero la información podrá circular a CARBOCOL y todas las entidades del Sector para dar respuestas rápidas a los usuarios del sistema.

5.7 CENSO NACIONAL MINERO

Una de las principales limitantes identificadas tradicionalmente en los estudios e investigaciones acerca del sector minero, ha sido la falta de un sistema estadístico adecuado para obtener la información sobre estructura y condiciones geológicas, técnicas, económicas y sociales de todo el Sector minero, especialmente en lo relacionado con la pequeña y mediana minería.

Con el propósito de superar buena parte de estas limitaciones, el Ministerio de Minas y Energía, en colaboración con las entidades a él adscritas y vinculadas, programó y puso en ejecución el Censo Nacional Minero, con los siguientes objetivos:

- Obtener datos de todas las explotaciones mineras, con el fin de mejorar el conocimiento de los factores técnicos, económicos y sociales de la estructura minera del país.
- Servir de referencia para el establecimiento de un sistema estadístico permanente sobre minería.
- Servir de base para las proyecciones del desarrollo minero futuro.
- Establecer un marco de referencia para la realización de estudios de mayor detalle.
- Contribuir a definir la situación legal de las explotaciones mineras en Colombia.

Los datos recogidos en el Censo Nacional Minero son una referencia fundamental para el diseño racional y certero de las políticas y programas de impulso a la pequeña, mediana y gran minería, la mejor fiscalización de la explotación y la mayor solidez del financiamiento de exploración y desarrollo de los recursos minerales.

A finales de 1987 se llevaron a cabo las primeras etapas del proyecto, incluido un precenso. En 1988 se completó la programación y documentación requeridas para el Censo, el cual fue realizado entre el 21 de noviembre y el 10 de diciembre de 1988.

Las actividades mineras... (text is mirrored and difficult to read)

El sector minero... (text is mirrored and difficult to read)

El presente informe... (text is mirrored and difficult to read)

El presente informe... (text is mirrored and difficult to read)

El presente informe... (text is mirrored and difficult to read)

El presente informe... (text is mirrored and difficult to read)

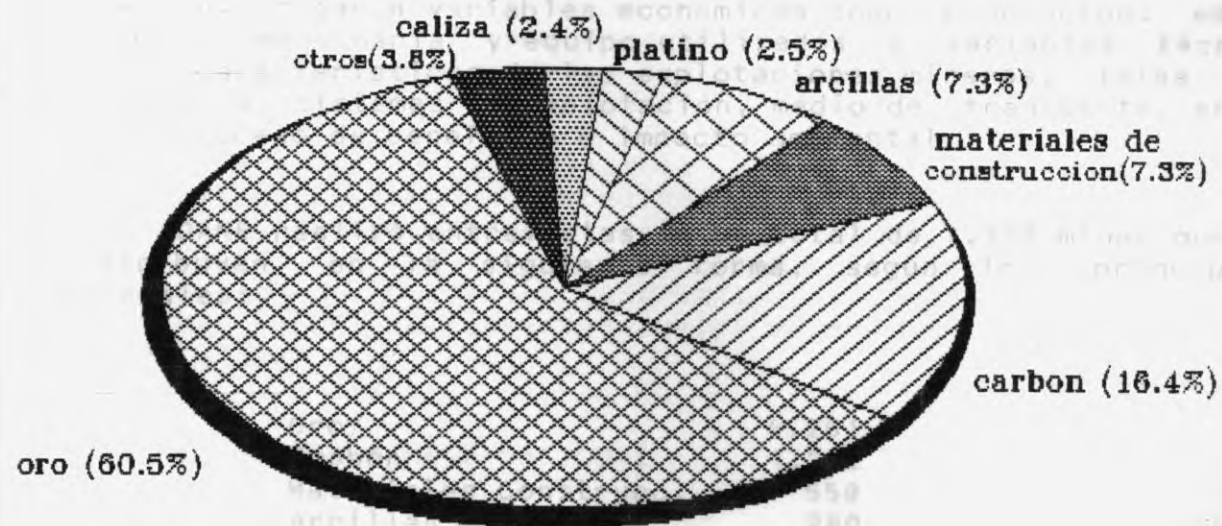
El presente informe... (text is mirrored and difficult to read)

Los datos recogidos en el Censo Nacional Minero... (text is mirrored and difficult to read)

El presente informe... (text is mirrored and difficult to read)

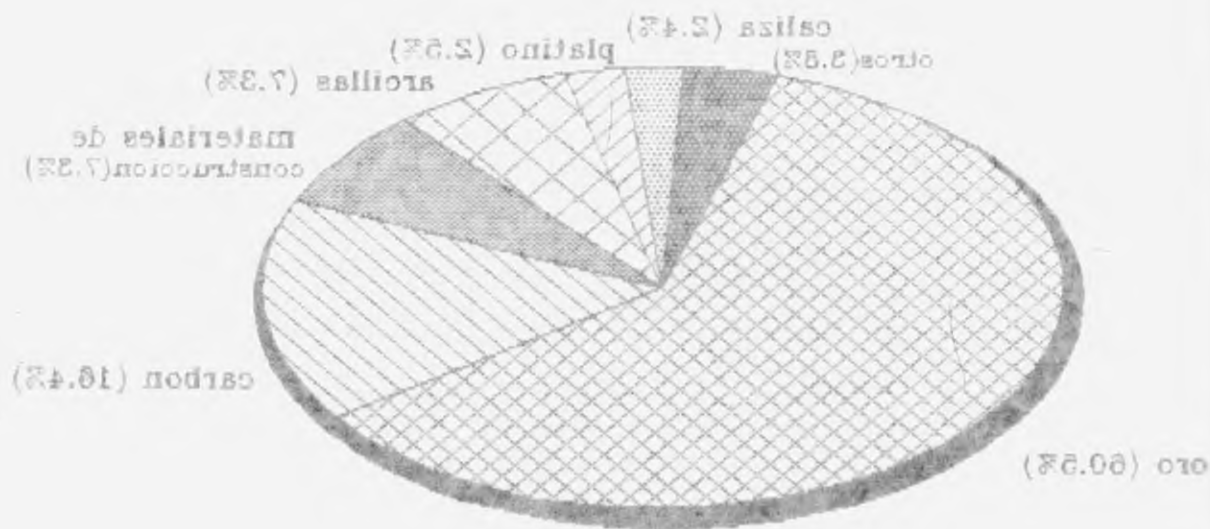
Grafico No. 4.1

CENSO MINERO Distribucion de Minas por Minerales



censodan

Gráfico No. 4.1
CENSO MINERO
 Distribución de Minas por Minerales



Gráfico

El Proyecto demandó una inversión de 103 millones de pesos, financiados así:

Préstamo de FONADE al M.M.E.	\$ 40 millones
Aportes del PNUD (Naciones Unidas)	48 millones
Fondos Presupuesto M.M.E.	15 millones

La ejecución estuvo a cargo del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), mediante Convenio firmado con el Ministerio de Minas y Energía. El Censo incluyó los diferentes tamaños y modalidades de explotación minera, es decir desde la minería de subsistencia hasta la gran minería de exportación.

Se investigaron variables económicas como producción, empleo insumos, maquinaria y equipo utilizados y variables técnicas sobre características de las explotaciones mineras, tales como métodos y sistemas de explotación, medio de transporte en la mina, proceso de beneficio e impacto ambiental.

El DANE realizó entrevistas en un total de 7.306 minas que se distribuyen en la siguiente forma, según los principales minerales:

Oro	4.261
Carbón	1.262
Materiales Construcc.	559
Arcillas	280
Platino	191
Caliza	182
Mármol	58
Esmeraldas	29
Yeso	23

De acuerdo con los avances sobre resultados del Censo, el 73.4% de la minería nacional es a cielo abierto o superficial, en donde los principales sistemas de explotación son los bancos escalonados, la minería de aluvión y las canteras. El 26.6% corresponde a minería subterránea, siendo los principales sistemas de explotación los de tambores, cámaras y tajos siguiendo la veta.

Según la presentación del mineral, el mayor número de explotaciones son los depósitos aluviales, precisamente por la relevancia de los metales preciosos en la minería nacional, siguiendo en importancia la explotación de mantos y filones, característicos de la minería de carbón, calizas, arenas y oro.

Por minerales, más del 63% de las unidades de explotación corresponden a minería de oro, preponderantemente de aluvión, mientras que la extracción de carbón térmico y coquizable representa el 17%. Es decir que el 80% de la minería nacional, en cuanto se refiere a número de explotaciones, se hace sobre dos minerales solamente.

Un porcentaje bastante alto de las explotaciones (69%) carecen de los equipos mínimos de seguridad. En el caso del carbón, por ejemplo, sólo 81 minas, entre un total de 1.200, disponen de metanómetros que les permita detectar las concentraciones de gas metano, presente siempre en las minas de carbón de explotación subterránea.

El 65% de los explotadores mineros llevan a cabo algún tipo de beneficio o transformación del mineral extraído. La mayor parte (77%) de dicho beneficio corresponde al lavado de oro de aluvión, explotado con minidragas, equipos estos cuyo uso se ha generalizado en los últimos años.

Es preocupante el deterioro ambiental que se ocasiona particularmente con las operaciones de minería y de amalgamación del oro explotado. Solamente el 12% del agua utilizada para el tratamiento del oro se almacena o recibe algún tratamiento. La acumulación de estériles equivale aproximadamente a 61.500 toneladas diarias sobre las cuales generalmente no se realiza manejo alguno.

5.8 PRODUCCION MINERA NACIONAL

Tradicionalmente, la actividad extractiva de minerales e hidrocarburos tuvo un bajo aporte en la generación del Producto Interno Bruto (PIB). En los últimos años ha ocurrido un dinámico y significativo cambio en la estructura y participación del sector minero en la actividad económica y particularmente en la diversificación de la base exportadora del país. Este crecimiento ha sido consecuencia de los importantes desarrollos en las nuevas producciones de hidrocarburos, carbón y cemento, así como la consolidación de otros importantes rubros como son los metales preciosos, níquel, hierro, acero y esmeraldas.

En otros apartes se hace referencia a la evolución de la producción de hidrocarburos, a continuación se detalla el comportamiento del resto de minería, en el pasado reciente.

- Metales Preciosos

La producción de metales preciosos constituye el principal aporte minero a la balanza de pagos del país.

Tal como se observa en el cuadro 4.2, la producción de oro, plata y platino tuvo un notable crecimiento en 1988.

...de la producción de oro, que se mide en toneladas métricas de lingotes de 1000 gramos cada uno, que se emiten al Banco de la República para ser utilizados en el extranjero. El oro producido en el país es refinado en el Banco de la República y se emite al extranjero en lingotes de 1000 gramos cada uno.

...de la producción de oro, que se mide en toneladas métricas de lingotes de 1000 gramos cada uno, que se emiten al Banco de la República para ser utilizados en el extranjero. El oro producido en el país es refinado en el Banco de la República y se emite al extranjero en lingotes de 1000 gramos cada uno.

...de la producción de oro, que se mide en toneladas métricas de lingotes de 1000 gramos cada uno, que se emiten al Banco de la República para ser utilizados en el extranjero. El oro producido en el país es refinado en el Banco de la República y se emite al extranjero en lingotes de 1000 gramos cada uno.

...de la producción de oro, que se mide en toneladas métricas de lingotes de 1000 gramos cada uno, que se emiten al Banco de la República para ser utilizados en el extranjero. El oro producido en el país es refinado en el Banco de la República y se emite al extranjero en lingotes de 1000 gramos cada uno.

5.0 PRODUCCION MINERA NACIONAL

Tradicionalmente, la actividad extractiva de minerales en Colombia tuvo un bajo aporte en la generación del producto interno bruto (PIB). En los últimos años se ha observado un dinamismo en la actividad, debido a la estructura y participación del sector minero en la actividad económica y particularmente en la generación de la base exportadora del país. Este crecimiento se debe a la explotación de los recursos minerales en las nuevas producciones de hidrocarburos, carbón y cemento, así como la explotación de otros minerales importantes como son los metales preciosos, níquel, hierro, cobre y esmeraldas.

En otras partes se hace referencia a la evolución de la producción de hidrocarburos, a continuación se detalla el comportamiento del sector de metales preciosos.

Metales Preciosos

La producción de metales preciosos constituye el principal rubro minero a la balanza de pagos del país.

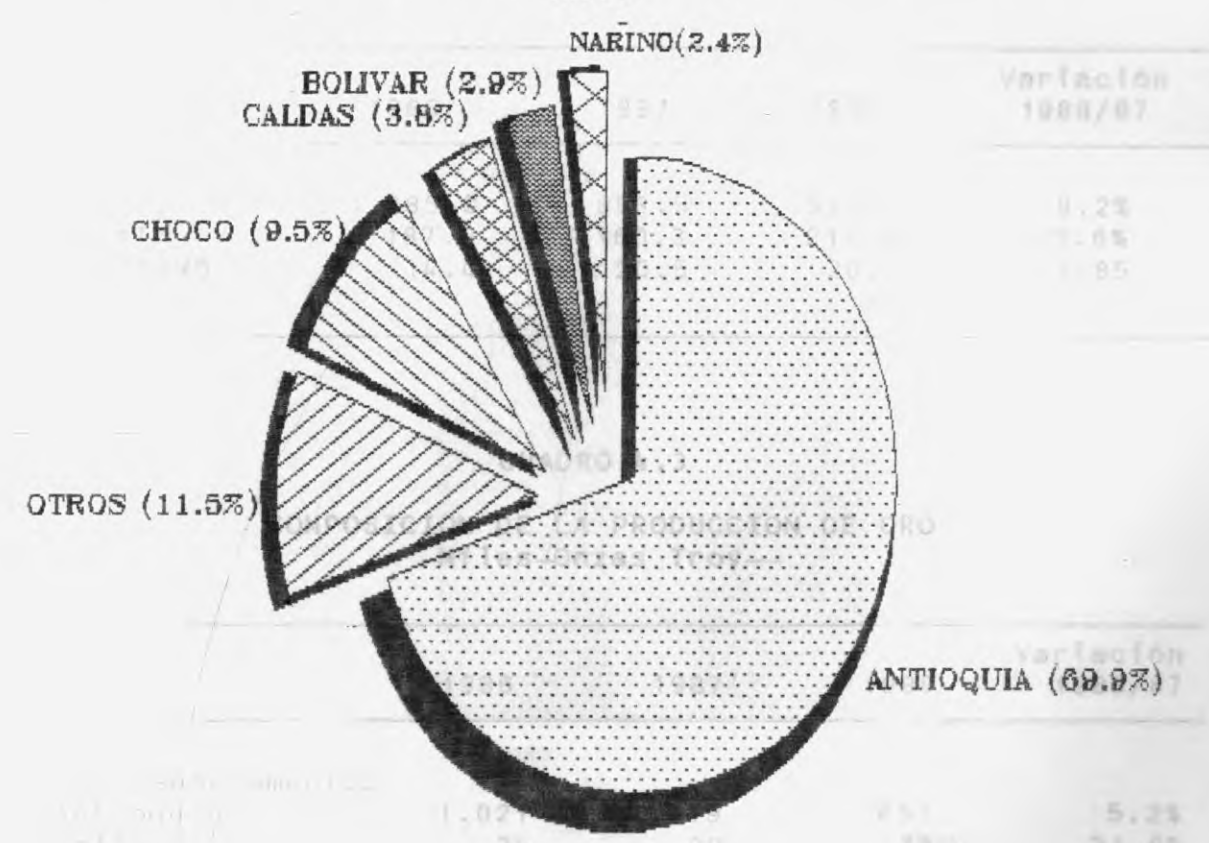
El oro es el principal producto de la producción de metales preciosos en el país. En el cuadro 4.2 se muestra la producción de oro en el país en toneladas métricas de lingotes de 1000 gramos cada uno.

...de la producción de oro, que se mide en toneladas métricas de lingotes de 1000 gramos cada uno, que se emiten al Banco de la República para ser utilizados en el extranjero. El oro producido en el país es refinado en el Banco de la República y se emite al extranjero en lingotes de 1000 gramos cada uno.

Grafico No. 4.2

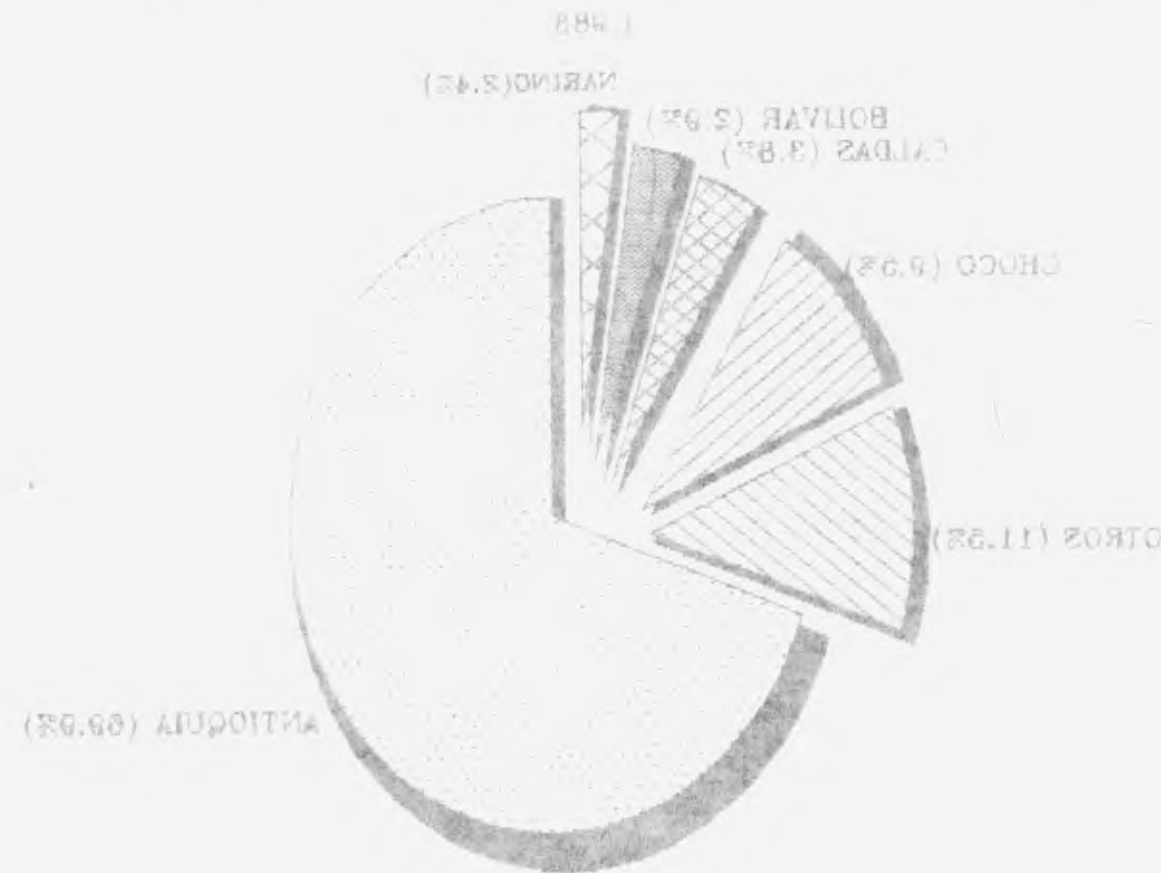
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION NACIONAL DE ORO

PRODUCCION DE METALES PRECIOSOS
- Miles de onzas - 1988



Región	1987	1988	Variación 1988/87
ANTIOQUIA	730	5122	5.2%
OTROS	20	6585	31.8%
CHOCO	38	28	4.3%
CALDAS	36	2005	20.0%
BOLIVAR	23	165	16.5%
NARINO	60	60	26.2%
Total	1000	1000	

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION NACIONAL DE ORO



La producción de oro, que se mide según los volúmenes de las ventas de este metal al Banco de la República, que es la única entidad autorizada para comprarlo, registró un aumento de 9.2%, que regionalmente se originó en Antioquia, Chocó, Bolívar, Córdoba, Sucre, Putumayo, Vaupés y Amazonas. Cerca del 91% de esa producción correspondió a la pequeña y mediana minería en explotaciones de aluvión.

EXPORTACIONES DE PRODUCTOS MINEROS NO ENERGETICOS

(Millones de Bolares)

CUADRO 4.2

PRODUCCION DE METALES PRECIOSOS
-Miles de Onzas Troy-

	1986	1987	1988	Variación 1988/87
ORO	1.285.9	853.5	932.8	9.2%
PLATA	187.2	160.3	211.0	22.6%
PLATINO	14.4	20.5	26.2	27.85

CUADRO 4.3

COMPOSICION DE LA PRODUCCION DE ORO
-Miles-Onzas Troy-

	1986	1987	1988	Variación 1988/87
A. Por Departamentos				
Antioquia	1.021	619	651	5.2%
Bolívar	34	20	30	31.6%
Caldas	26	33	35	6.3%
Chocó	71	73	88	20.0%
Nariño	31	24	23	(6.5%)
Otros	103	84	62	(26.2%)
B. Por Empresas				
Min. de Antioquia	41.82	41.43	41.22	
Frontino Gold Mines	31.42	35.66	45.85	
Mineros del Chocó	2.68	2.82	2.83	
Pequ. Productores	1209.96	773.62	842.32	
Total Nacional	1285.88	853.47	932.82	

... de los minerales...
 ... de los minerales...
 ... de los minerales...

CUADRO A.2
 PRODUCCION DE METALES PRECIOSOS
 -Miles de Onzas Troy-

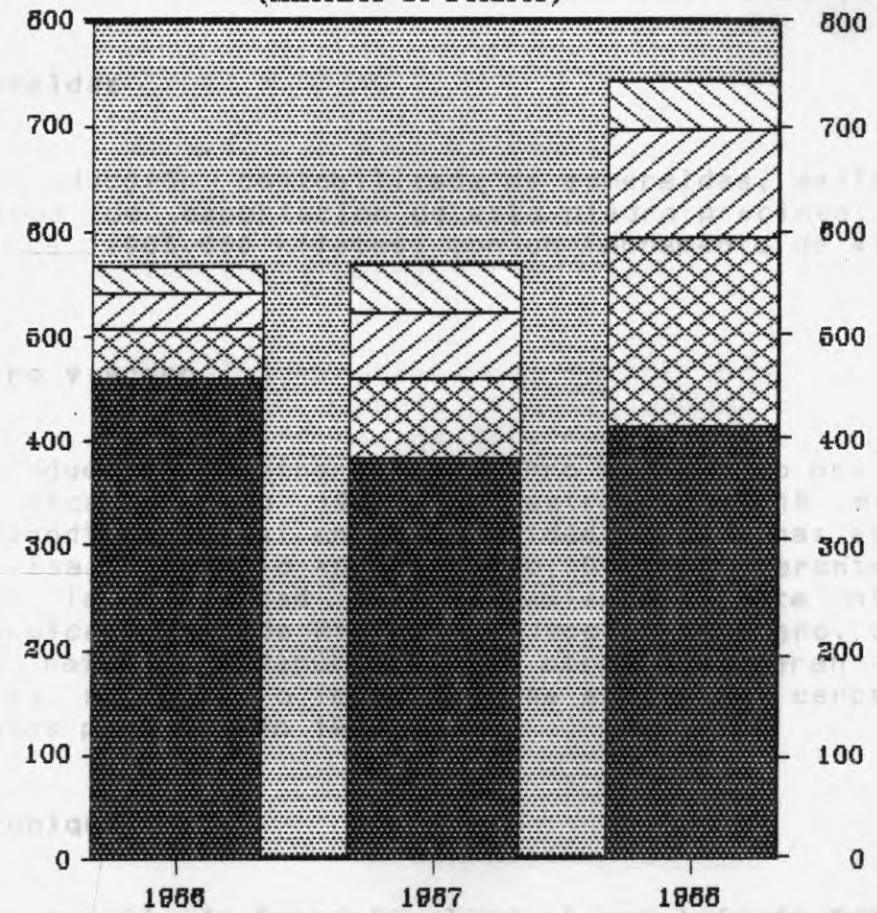
Año	1987	1988
Plata	180	180
Oro	180	180
Plata y Oro	360	360

CUADRO A.3
 COMPOSICION DE LA PRODUCCION DE ORO
 -Miles-Onzas Troy-

Año	1987	1988
Plata	180	180
Oro	180	180
Plata y Oro	360	360

Grafico No. 4.3

EXPORTACIONES DE PRODUCTOS MINEROS NO ENERGETICOS
 (Millones de Dolares)

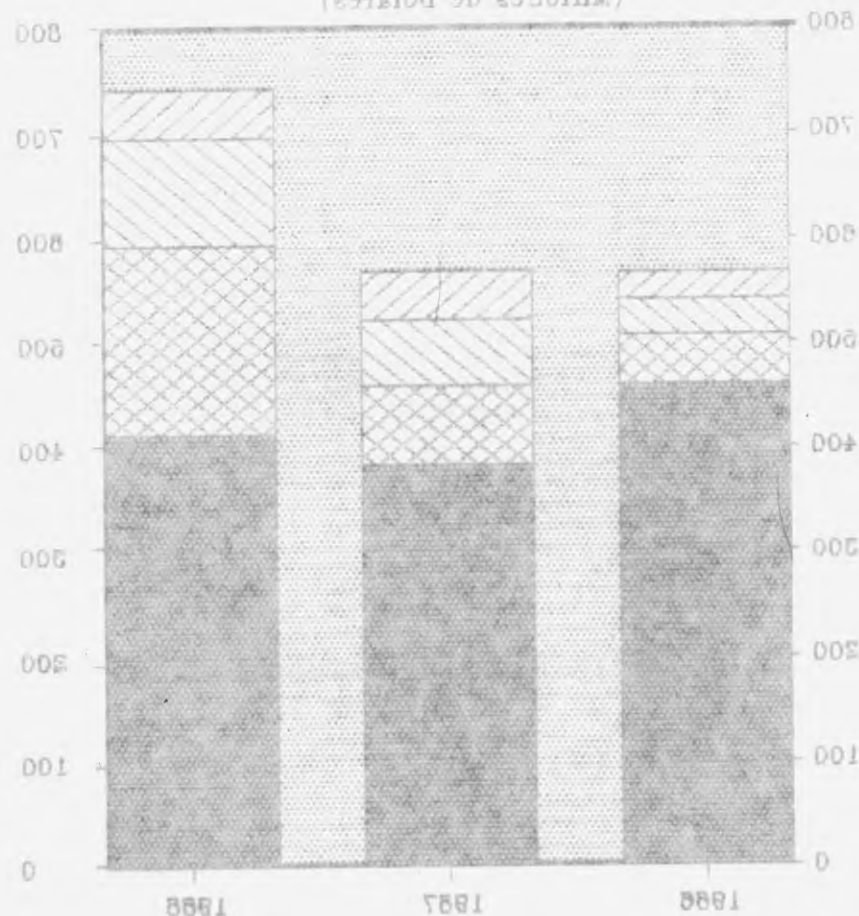


■ ORO ⊠ FERRONIQUEL ▨ ESMERALDAS ▩ CEMENTO

XMIN89

EXPORTACIONES DE PRODUCTOS MINEROS NO ENERGÉTICOS

(Millones de Dólares)



■ CEMENTO ▨ ESMERALDAS ▩ FERRONÍQUEL ▤ ORO ▧ OTRO

MILLONES

Tal y como se observa en el gráfico 4.2, Antioquia es el principal productor de oro de aluvión y de filón, contabilizando cerca del 70% del total.

Aunque históricamente el principal determinante de la producción de oro ha sido el precio de compra del metal, que en el caso colombiano ha estado referido, generalmente, al vigente en el mercado internacional, en el año 1988 tuvo bastante incidencia el estímulo derivado de las medidas adoptadas sobre disminución del IVA para el oro destinado a usos en joyería.

Esmeraldas

La producción contabilizada de esmeraldas, medida según los registros de exportación de esta piedra preciosa, llegó a un total de 1.905.650 kilates, con un incremento de 49% respecto a 1987.

Hierro y Acero

La producción de mineral de hierro se mantuvo prácticamente al nivel alcanzado en 1987. Se extrajeron 615 mil toneladas correspondientes casi en su totalidad a las minas explotadas por la empresa Paz de Río en Belencito, Boyacá. Aparentemente se está copando la capacidad de procesamiento de este mineral en la Siderúrgica de Paz de Río. La producción de acero, que se obtiene en la referida siderúrgica y en otras que operan a partir de chatarra nacional o importada, se estima en cerca de 350.000 toneladas para el año 1988.

Ferroníquel

La producción de ferroníquel en el complejo de Cerromatoso fue de 37 millones de libras, con una disminución de 13% con respecto a 1987. Esta baja de producción estuvo motivada por algunas limitaciones en la operación del horno en la planta de proceso. Puesto que se tienen planeadas actividades de mantenimiento y reparación del referido horno en el mes de julio del presente año, es posible entonces que la producción de ferroníquel en 1989 sea similar o menor al nivel de 1988.

Cerromatoso es una de las minas con menores costos de producción, debido a que la concentración de níquel, 2.9%, en el mineral laterítico que allí se extrae y procesa, es comparativamente más alto que el de las otras 28 minas que producen este tipo de mineral en el resto del mundo.

1988 fue el año de la recuperación total de Cerromatoso, como resultado del repunte en los precios del níquel. Después de seis años de continuas y crecientes pérdidas, cuyo acumulado a finales de 1987 sobrepasaba los 30.000 millones de pesos, en el transcurso de sólo 12 meses la empresa generó utilidades de 22.500 millones de pesos, las más altas entre las reportadas por las empresas industriales que operan en Colombia. Esto le permitió a Cerromatoso llevar a cabo una favorable y oportuna reprogramación de su deuda externa y despejar en la práctica el futuro de esta importante empresa de la industria minera.

5.9 EXPORTACIONES MINERAS

El total de exportaciones colombianas aumentó un poco más del 1% en 1988. Tal aumento se originó en las exportaciones menores, incluyendo en ellas el carbón, el oro y el ferroníquel, puesto que los principales productos de exportación, café y petróleo, disminuyeron sustancialmente.

El valor de las exportaciones de los productos mineros no energéticos, es decir cemento, níquel, esmeraldas y oro ascendió a un total de 700 millones de dólares, equivalentes al 12% de las exportaciones totales del país.

Las exportaciones de ferroníquel aumentaron 135% en 1988, como resultado de los sustanciales aumentos en los niveles del precio de níquel en el mercado mundial. También fue notorio el aumento en los valores de exportación de esmeraldas y los del oro, no obstante la tendencia a la baja en la cotización internacional de este metal precioso.

CUADRO 4.4
EXPORTACIONES DE MINERALES NO ENERGETICOS

	1986	1987	1988
CEMENTO	25.3	47.8	45.9
FERRONIQUEL	48.0	76.0	180.0
ESMERALDAS	34.0	62.0	101.8
ORO	460.0	383.9	413.7
TOTAL	587.3	549.7	734.1

Legend:
 Mineral (hatched)
 Carbon (Tonel) (diagonal lines)
 Esmeraldas (Kilates) (cross-hatched)
 Metales (solid)
 Preciosos (Oz. Troy) (dotted)
 No Metales (horizontal lines)

Fuente: Revista Banco de la República - Cuadro 5.4.1. DANE

El sector minero de la República Dominicana se ha desarrollado en los últimos años, gracias a la explotación de los recursos minerales. Este sector ha contribuido significativamente al crecimiento económico del país, generando empleo y divisas. La producción minera nacional ha experimentado un crecimiento sostenido, lo que refleja el potencial del sector. Sin embargo, es necesario implementar políticas que promuevan la sostenibilidad y el desarrollo tecnológico en esta actividad.

EXPORTACIONES MINERAS

El sector minero de la República Dominicana se ha desarrollado en los últimos años, gracias a la explotación de los recursos minerales. Este sector ha contribuido significativamente al crecimiento económico del país, generando empleo y divisas. La producción minera nacional ha experimentado un crecimiento sostenido, lo que refleja el potencial del sector. Sin embargo, es necesario implementar políticas que promuevan la sostenibilidad y el desarrollo tecnológico en esta actividad.

El sector minero de la República Dominicana se ha desarrollado en los últimos años, gracias a la explotación de los recursos minerales. Este sector ha contribuido significativamente al crecimiento económico del país, generando empleo y divisas. La producción minera nacional ha experimentado un crecimiento sostenido, lo que refleja el potencial del sector. Sin embargo, es necesario implementar políticas que promuevan la sostenibilidad y el desarrollo tecnológico en esta actividad.

El sector minero de la República Dominicana se ha desarrollado en los últimos años, gracias a la explotación de los recursos minerales. Este sector ha contribuido significativamente al crecimiento económico del país, generando empleo y divisas. La producción minera nacional ha experimentado un crecimiento sostenido, lo que refleja el potencial del sector. Sin embargo, es necesario implementar políticas que promuevan la sostenibilidad y el desarrollo tecnológico en esta actividad.

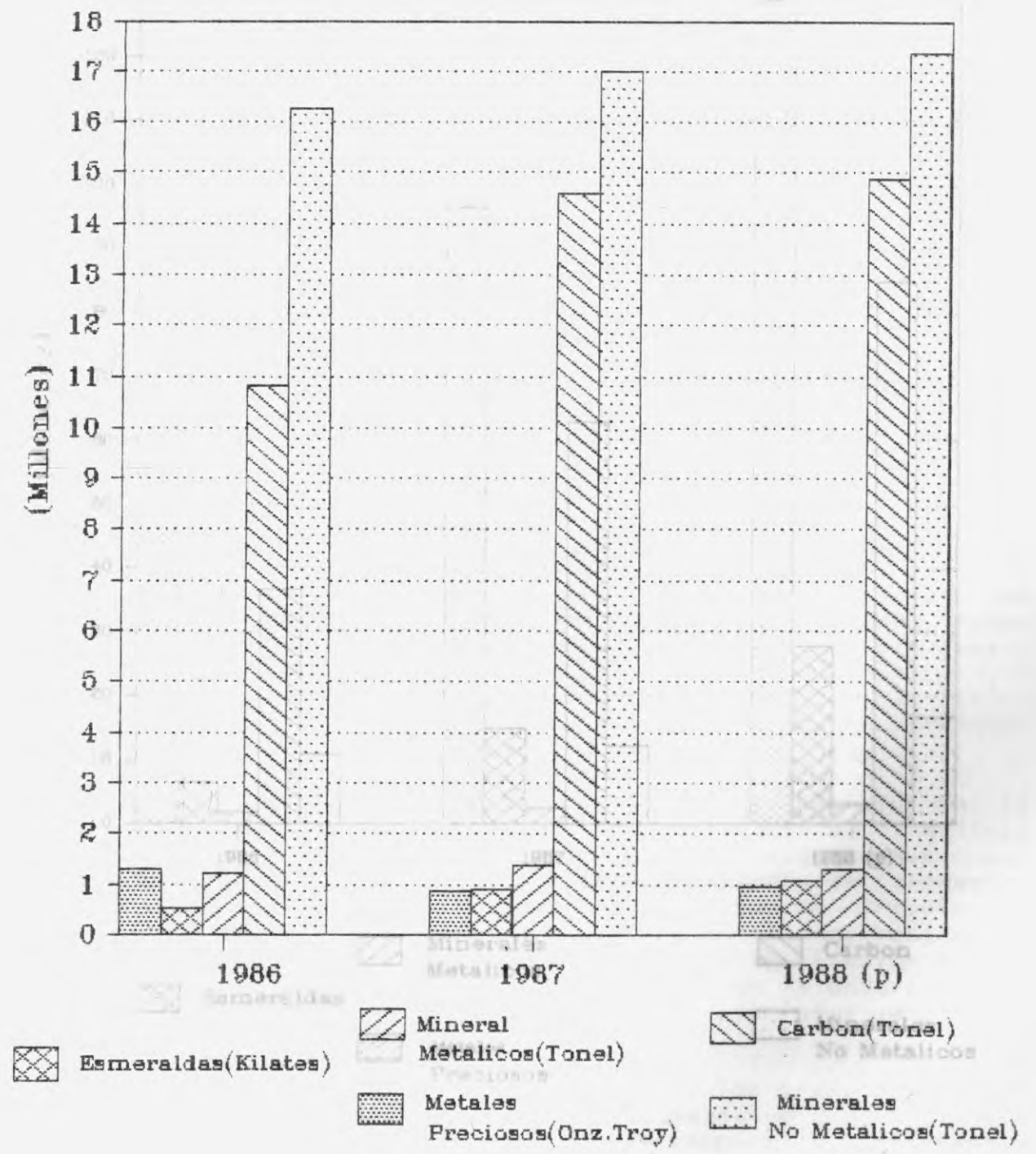
CUADRO 4.4

EXPORTACIONES DE MINERALES NO ENERGETICOS

	1986	1987	1988
ORO	460.0	383.8	313.7
PLATA	101.8	83.0	101.8
COPPER	181.0	181.0	181.0
ZINC	52.3	41.8	42.3
TOTAL	815.1	689.6	648.6

El sector minero de la República Dominicana se ha desarrollado en los últimos años, gracias a la explotación de los recursos minerales. Este sector ha contribuido significativamente al crecimiento económico del país, generando empleo y divisas. La producción minera nacional ha experimentado un crecimiento sostenido, lo que refleja el potencial del sector. Sin embargo, es necesario implementar políticas que promuevan la sostenibilidad y el desarrollo tecnológico en esta actividad.

Grafico No. 4.4
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL



El sector minero de la República Dominicana se ha desarrollado en los últimos años, gracias a la explotación de los recursos minerales. Este sector ha contribuido significativamente al crecimiento económico del país, generando empleo y divisas. La producción minera nacional ha experimentado un crecimiento sostenido, lo que refleja el potencial del sector. Sin embargo, es necesario implementar políticas que promuevan la sostenibilidad y el desarrollo tecnológico en esta actividad.

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
 Grafico No. 4.4

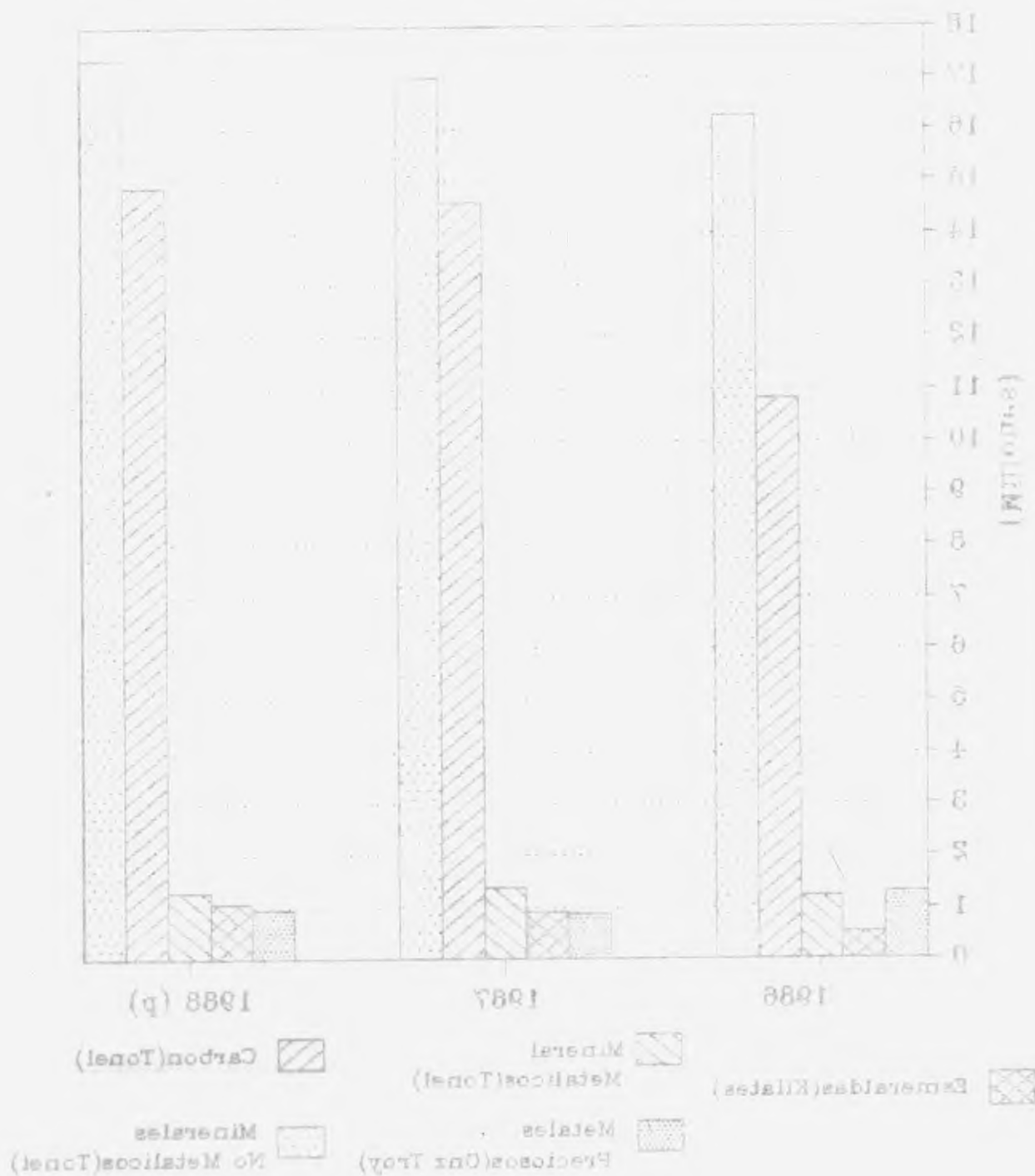


Grafico No. 4.4.1
 VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
 (Millones de Pesos Corrientes)

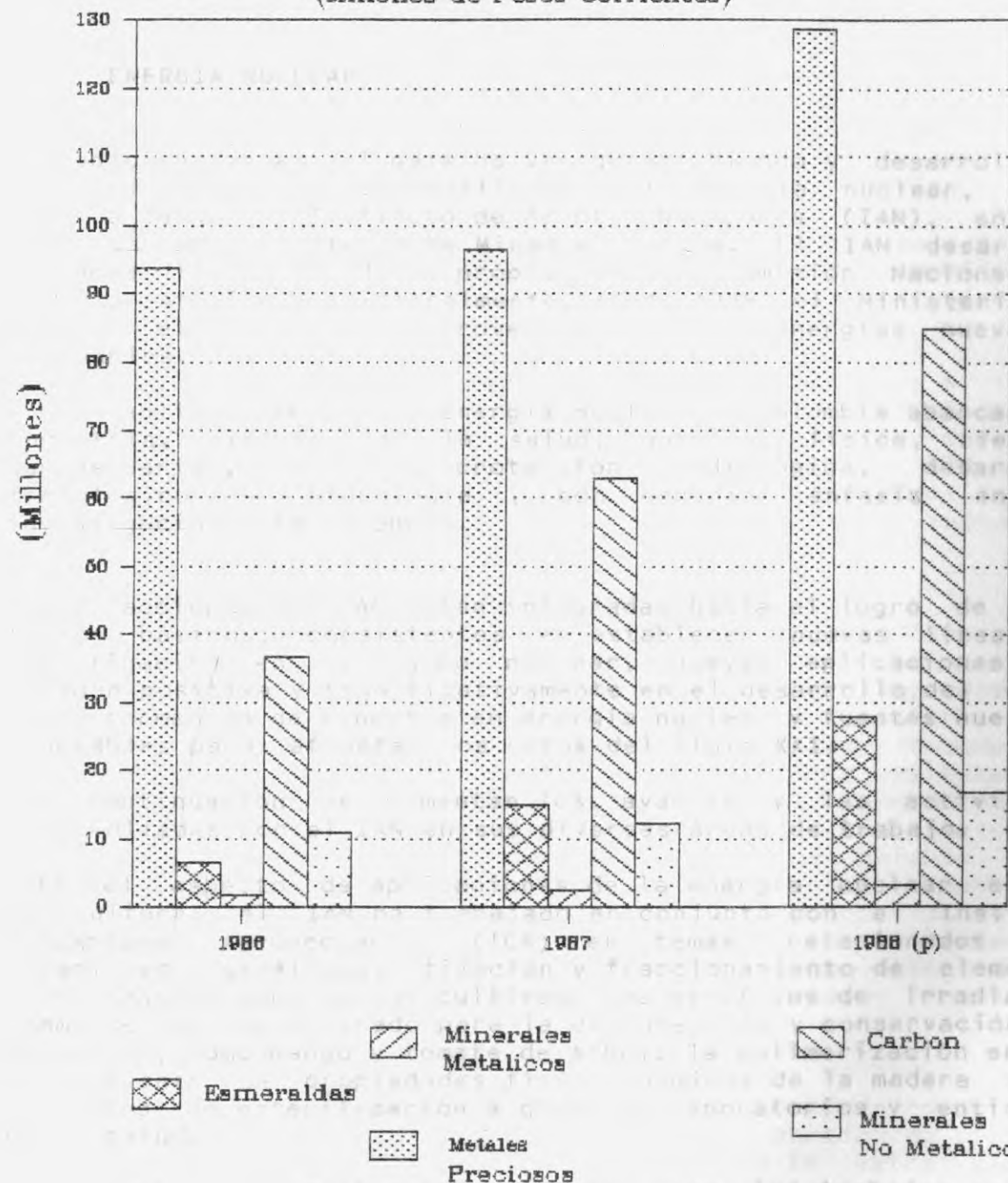
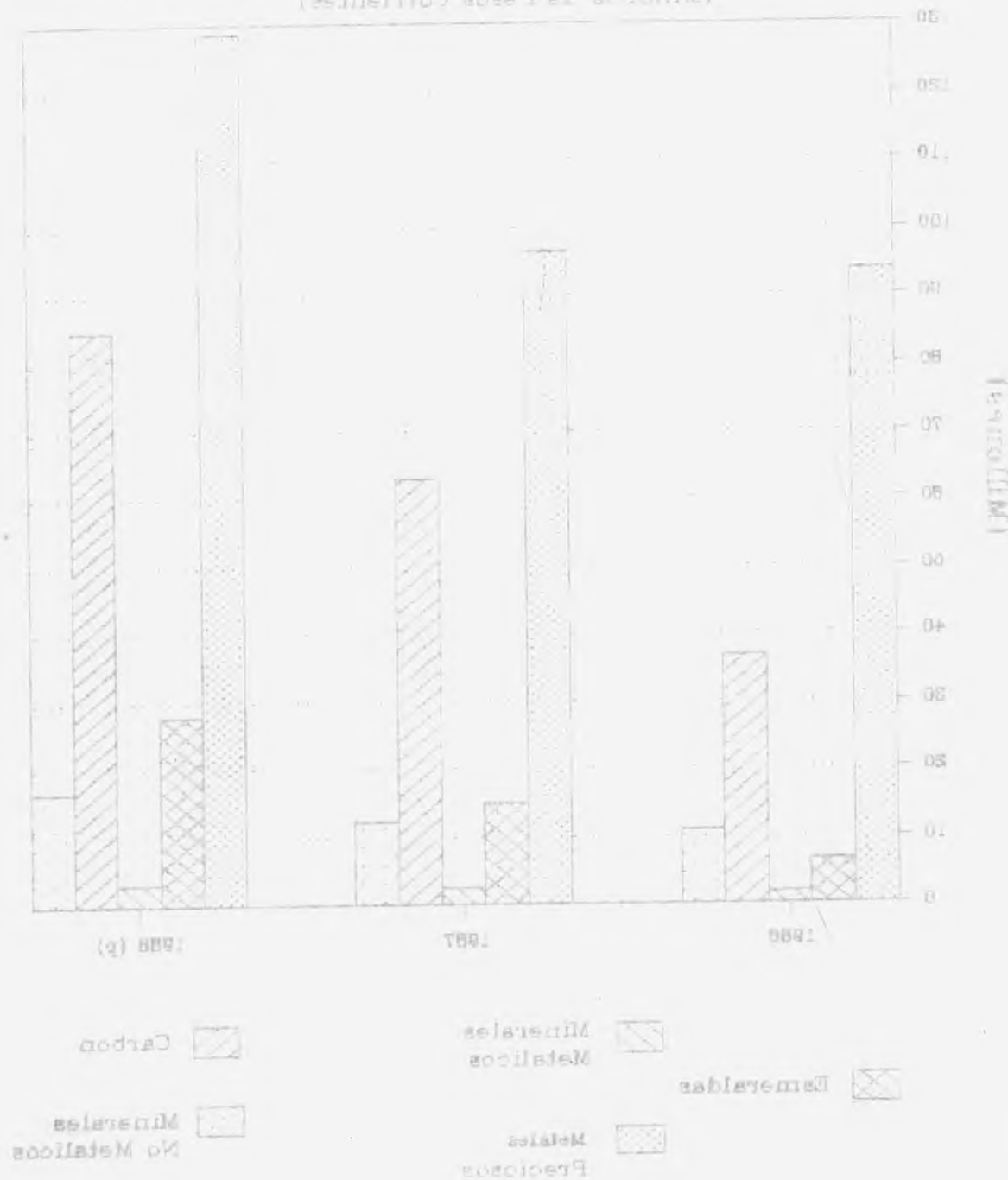


Gráfico No. 4.1
VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
(Millones de Pesos Constantes)



CAPITULO VI

REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA NUCLEAR Y ENERGIAS NO CONVENCIONALES

6.1 ENERGIA NUCLEAR

Tradicionalmente el país ha venido estudiando y desarrollando las aplicaciones y usos pacíficos de la energía nuclear, labor ésta a cargo del Instituto de Asuntos Nucleares (IAN), entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía. El IAN desarrolla entonces las actividades propias de una Comisión Nacional de Energía Atómica. Adicionalmente, desde 1985 el Ministerio le encargó el estudio y aprovechamiento de energías nuevas y renovables.

Las aplicaciones de la energía nuclear en Colombia abarcan la industria, ciencias de la salud, química, física, ciencias agropecuarias, minería, protección radiológica, desarrollo tecnológico e hidrología, con especial énfasis en la investigación y la docencia.

Las acciones del IAN están integradas hacia el logro de tres puntos básicos, consistentes en establecer nuevas líneas de investigación en el campo nuclear, nuevas aplicaciones que incidan positiva y significativamente en el desarrollo del país, y, la formación de expertos en energía nuclear y fuentes nuevas y renovables para afrontar los retos del Siglo XXI.

A continuación se comentan los avances y las actividades desarrolladas por el IAN en sus diversas áreas de trabajo.

En el aspecto de aplicaciones de la energía nuclear en la agricultura, el IAN ha trabajado en conjunto con el Instituto Colombiano Agropecuario (ICA) en temas relacionados con mutaciones genéticas, fijación y fraccionamiento de elementos fertilizantes para varios cultivos. Los servicios de irradiación Gamma se han suministrado para la desinfección y conservación de alimentos, como mango y tomate de árbol; la polimerización en el mejoramiento de propiedades físico químicas de la madera y en servicios de esterilización a diversos laboratorios y entidades de la salud.

En cuanto a las aplicaciones industriales, los trabajos se han centrado en cursos y experimentos sobre ensayos no destructivos y de metalurgia, consultoría y servicios de inspección a diferentes empresas e industrias, particularmente del sector petrolero.

En bioquímica y farmacia el IAN adelanta investigaciones sobre uso y sustitución de reactivos, control de calidad, radioinmunoanálisis y suministro de radiofármacos y radioisótopos para laboratorios y centros de medicina nuclear. En la parte minera adelanta el estudio de procesos para tratamiento de minerales de uranio, a partir de un inventario nacional de indicios uraníferos en Colombia.

En hidrología, el Instituto suministró asesoría a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá sobre estudios de tiempos de tránsito en Bogotá y a ISA e INGETEC sobre determinación de fugas en las hidroeléctricas de Chivor y Guavio. Se han practicado investigaciones hidrológicas con radioisótopos en los acuíferos de la Sabana de Bogotá, en Atlántico, Bolívar e Isla de San Andrés.

En física nuclear, ha continuado los estudios teórico-prácticos y actividades docentes sobre colisiones de partículas, en lo cual emplea un generador de neutrones montado por personal de la entidad.

El IAN ha volcado la mayor parte de sus esfuerzos a lograr la modernización del núcleo de sus actividades, constituido por el Reactor Nuclear IAN-R1, con casi un cuarto de siglo en funcionamiento y con una potencia de apenas 20 Kw. El IAN planea elevar la potencia a 1 MW, lo cual le permitirá ampliar sus actividades de investigación, docencia y producción de isótopos.

6.2 FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGIA

En el país se tienen experiencias en el uso de las energías nuevas y renovables para resolver el problema de suministro de la energía en áreas aisladas. En la década de los años 30 compañías norteamericanas instalaron en la zona bananera calentadores solares, algunos de los cuales todavía hoy se encuentran en funcionamiento. En los años 50 el gobierno nacional instaló una serie de molinos de viento para dotar de agua potable a la Península de la Guajira, una de las zonas más secas y apartadas del país. A finales de los años 70 y en lo transcurrido de los años 80, diversas entidades públicas y privadas han adelantado la investigación, montaje de programas pilotos y la extensión de soluciones energéticas, a partir de fuentes nuevas y renovables de energía.

El Ministerio de Minas y Energía ha venido apoyando todos estos esfuerzos para el suministro energético a partir de fuentes nuevas y renovables de energía, como parte de la estrategia de diversificación del abastecimiento, la promoción del desarrollo de recursos locales y regionales y el suministro energético a los núcleos de población alejados de los sistemas de abastecimiento de combustibles y energía eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), ha desarrollado un programa de promoción del uso de las energías renovables y nuevas fuentes de energía en el sector rural y en las zonas de desarrollo prioritario. Este programa se centra en el apoyo a la labor adelantada en la región norte del país, a través del Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESENCA), así como a las actividades de entidades, empresas y grupos de investigación dedicados al estudio y aplicación de las fuentes nuevas y renovables de energía.

En el marco de la Cooperación Técnica Internacional, el Gobierno de la República Federal Alemana a través de su agencia GTZ y la contraparte colombiana, representada por ICA y CORELCA, diseñaron un Programa, cuyo objetivo fundamental es de contribuir al mejoramiento del suministro energético de la población rural en la Costa Atlántica de Colombia, así como al aumento de la producción agrícola, la cría de ganado, la agroindustria y el mejoramiento de las condiciones de vida en esa importante región del país. Otro aspecto del programa ha sido la campaña sobre Uso Racional de Energía que se traduce en ahorros de 35% en el sector petróleo de la región.

El programa, que se inició en mayo de 1985, montó un sistema de información regional de energía, llevó a cabo la instalación de centros de demostración y prueba de equipos para fuentes nuevas y renovables de energía y acometió el estudio y análisis profundo de la situación socioeconómica y energética de la Costa Atlántica.

El núcleo de las actividades de PESENCA ha consistido en el diseño y aplicación de una metodología para la concepción y desarrollo de esquemas de suministro locales, sobre la base de recursos de energía existentes en la misma zona o región. Para tal efecto se profundiza en las investigaciones sobre 22 microzonas, con miras a entregar para cada una de ellas la solución energética más apropiada para los fines de aumento de productividad, dadas las condiciones locales.

Cabe destacar el trabajo adelantado en el perfeccionamiento de la tecnología en energías alternativas y su implementación en las zonas y centros de prueba, al igual que en la promoción y apoyo de las empresas productoras y comercializadoras de tales tecnologías.

Conviene mencionar también el aporte de PESENCA en la rehabilitación y puesta en marcha de la Hidroeléctrica de Gaira, y en la ejecución de la Minicentral de Palmar, cuya obra se terminó este año.

En junio de 1989 se inició la segunda fase del Programa Pesenca, la cual cubrirá el período 1989-1991.

FUENTES NUEVAS Y RENOVABLES DE ENERGIA

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), ha desarrollado un programa de promoción del uso de las energías renovables y nuevas fuentes de energía en el sector rural y en las zonas de desarrollo prioritario. Este programa se centra en el apoyo a la labor adelantada en la región norte del país, a través del Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESENCA), así como a las actividades de entidades, empresas y grupos de investigación dedicados al estudio y aplicación de las fuentes nuevas y renovables de energía.

Los avances recientes de los programas del Ministerio en este campo se centran en el apoyo a la labor adelantada en la región norte del país, a través del Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESENCA), así como a las actividades de entidades, empresas y grupos de investigación dedicados al estudio y aplicación de las fuentes nuevas y renovables de energía.

Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESENCA)

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), ha desarrollado un programa de promoción del uso de las energías renovables y nuevas fuentes de energía en el sector rural y en las zonas de desarrollo prioritario. Este programa se centra en el apoyo a la labor adelantada en la región norte del país, a través del Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESENCA), así como a las actividades de entidades, empresas y grupos de investigación dedicados al estudio y aplicación de las fuentes nuevas y renovables de energía.

En el marco de la Cooperación Técnica Internacional, el Gobierno de la República Federal Alemana a través de su agencia GTZ y la contraparte colombiana, representada por ICA y CORELCA, diseñaron un Programa, cuyo objetivo fundamental es de contribuir al mejoramiento del suministro energético de la población rural en la Costa Atlántica de Colombia, así como al aumento de la producción agrícola, la cría de ganado, la agroindustria y el mejoramiento de las condiciones de vida en esa importante región del país. Otro aspecto del programa ha sido la campaña sobre Uso Racional de Energía que se traduce en ahorros de 35% en el sector petróleo de la región.

El programa, que se inició en mayo de 1985, montó un sistema de información regional de energía, llevó a cabo la instalación de centros de demostración y prueba de equipos para fuentes nuevas y renovables de energía y acometió el estudio y análisis profundo de la situación socioeconómica y energética de la Costa Atlántica.

El núcleo de las actividades de PESENCA ha consistido en el diseño y aplicación de una metodología para la concepción y desarrollo de esquemas de suministro locales, sobre la base de recursos de energía existentes en la misma zona o región. Para tal efecto se profundiza en las investigaciones sobre 22 microzonas, con miras a entregar para cada una de ellas la solución energética más apropiada para los fines de aumento de productividad, dadas las condiciones locales.

Cabe destacar el trabajo adelantado en el perfeccionamiento de la tecnología en energías alternativas y su implementación en las zonas y centros de prueba, al igual que en la promoción y apoyo de las empresas productoras y comercializadoras de tales tecnologías.

Conviene mencionar también el aporte de PESENCA en la rehabilitación y puesta en marcha de la Hidroeléctrica de Gaira, y en la ejecución de la Minicentral de Palmar, cuya obra se terminó este año.

En junio de 1989 se inició la segunda fase del Programa Pesenca, la cual cubrirá el período 1989-1991.

- Otros Programas

También con el apoyo de la Cooperación Técnica Alemana y la contrapartida nacional de la Corporación Regional del Valle del Cauca (CVC), se adelantó el estudio de posibilidades de generación y utilización de biogas, para lo cual se diseñaron y construyeron 16 plantas de demostración, las cuales se instalaron en el área de influencia de la CVC.

A través de la Dirección de Energía Eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía adelanta el proyecto denominado Desarrollo Regional de áreas apartadas, basado en el uso de fuentes alternas de energía.

El proyecto que cubre inicialmente las localidades de La Primavera en el Vichada, Pizarro y Acandí en el Chocó, se adelanta en una primera fase tendiente a determinar las demandas de energía para cubrir las necesidades de agua potable, salubridad pública, comunicaciones, educación, conservación de alimentos y medicamentos, fuerza, luz y preservación del medio ambiente. Se van a determinar los potenciales de recursos energéticos locales que puedan ser transformados en tiempos y costos razonables para cubrir la demanda prevista.

En el aspecto de energías nuevas y renovables, el IAN llevó a cabo la instalación de una planta desalinizadora de agua de mar por energía solar en el Cabo de la Vela, así como la evaluación, diseño y construcción de secadores de alimentos y colectores solares de placa plana.

El IAN transfiere estas tecnologías a las universidades, como las de Guajira y Cesar. Además ha montado un Banco de Pruebas para colectores solares y este año adelanta la construcción de un laboratorio de control de calidad.

Programas como los hasta aquí mencionados contribuyen indudablemente a la diversificación en la utilización de las fuentes tradicionales y no tradicionales de energía, a su aprovechamiento adecuado y al suministro de este indispensable servicio público a núcleos aislados y rurales, concretando así las políticas y estrategias del Plan de Desarrollo Social de la Economía.

POLITICA INTERNACIONAL EN MINERIA Y ENERGIA

La dimension, complejidad, incidencia e importancia que exige el desenvolvimiento del sector minero-energetico, hace necesaria la presencia y el mantenimiento de niveles de intercambio, cooperacion y coordinacion de Colombia con otros paises y organismos internacionales.

El Ministerio y sus entidades adscritas y vinculadas han contado para la ejecucion de proyectos y actividades, con el valioso aporte de instituciones internacionales de cooperacion, entre las que se puede mencionar, la cooperacion tecnica de los Gobiernos de Alemania, Italia, Espana y Holanda, asi como de la Comunidad Economica Europea, las Naciones Unidas, el BID y el Banco Mundial, entre otros.

En los aspectos de coordinacion y ayuda mutua, el Ministerio y sus entidades participan en organismos especializados de caracter regional y subregional, con los cuales se han disenado y se ejecutan politicas, programas y proyectos especificos.

Politica Internacional del Petroleo

En su condicion de nuevo exportador de petroleo Colombia concurre a medidas de 1988 como observador a reuniones entre paises de OPEP y un grupo de exportadores independientes manifestando su apoyo a estas conversaciones. No ofrecio reducciones en su produccion debido a la necesidad apremiante de generar los ingresos suficientes para amortizar las cuantiosas inversiones realizadas en exploracion, explotacion y transporte en los ultimos años.

El pais tambien se hizo presente en la reuniones de los paises independientes productores de petroleo, efectuadas en Londres, en enero, febrero y mayo de 1989. Estas reuniones han permitido mantener la vinculacion entre productores independientes y el contacto permanente con los paises de la OPEP.

Otro de los campos en los que el Gobierno ha venido adelantando acciones en materia de petroleos es el relacionado con programas de integracion e intercambio con otros paises, especialmente en la region latinoamericana. Pueden mencionarse muy brevemente algunos logros en este sentido, que han resultado benéficos para las partes.

Con Ecuador se iniciò un acercamiento en 1982, cuando la Empresa Colombiana de Petroleos, ECOPETROL, y la Corporacion

Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, firmaron un convenio de intercambio de información técnica el que fué ampliado en 1987, cuando estas empresas firmaron el acuerdo de Lago Agrio sobre Cooperación Exploratoria y Operaciones Conjuntas en la zona fronteriza.

Con base en estos convenios se ha logrado identificar una estructura petrolífera que cubre tanto áreas de Colombia como de Ecuador. Las empresas estatales de ambos países han iniciado su evaluación y para ello se perforaron con éxito dos pozos exploratorios y productores (uno a cada lado de la línea fronteriza) y se programó la perforación de dos más. Actualmente se elaboran conjuntamente normas para su desarrollo en forma unificada. Este caso de integración ha sido único en América Latina. Adicionalmente, se han interconectado los oleoductos Ecuatoriano y Colombiano, permitiendo el transporte y exportación de petróleo Ecuatoriano a través de Colombia.

A comienzos del año 1988 se suscribió con Brasil un Convenio relativo a cooperación en el área del petróleo y se han nombrado comisiones con representantes de ambos países, las que han comenzado a plantear proyectos específicos y a concretar acciones conjuntas.

Con Venezuela se ha venido intercambiando información sísmica y geológica sobre la zona fronteriza, principalmente a lo largo de Río Arauca. Se han permitido actividades exploratorias en dicha zona y existe un convenio bilateral para control de la contaminación por derrames de petróleo crudo sobre las fuentes de agua y caños que atraviesan ambos países, producidos por las roturas del Oleoducto Caño Limón-Coveñas, que tanto daño le han hecho a nuestra economía y a nuestros suelos.

En 1988 se firmó un convenio general de Cooperación entre Ecopetrol y Petroperú para suministro recíproco de diversos servicios relacionados con la industria petrolera. Igualmente, se firmaron acuerdos de cooperación en el campo de hidrocarburos con México, Bolivia y Argentina y se creó una comisión mixta de cooperación económica y técnica entre Colombia y las Antillas Neerlandesas.

A partir de 1987 Colombia entró a formar parte del Grupo Informal de países Latinoamericanos y del Caribe Exportadores de Petróleo, GIPLACEP, al que pertenecen igualmente México, Venezuela, Ecuador y Trinidad Tobago. Es un esfuerzo más de integración regional en el ramo de Hidrocarburos.

En el mes de mayo de 1988 se llevó a cabo en Cartagena la Sexta Reunión del GIPLACEP, la cual se ocupó del análisis de la situación y perspectivas del mercado internacional del petróleo. A finales de junio de 1989 se llevó a cabo la Séptima Reunión de GIPLACEP, en Cancún, México; allí los países miembros del grupo manifestaron su solidaridad con Colombia, a raíz de los atentados a las instalaciones de transporte y almacenamiento que ocasionaron la suspensión de exportaciones de petróleo a mediados

Política Internacional del Petróleo

En un momento de nuevo auge exportador de petróleo, Colombia continúa manteniendo una política de cooperación y relaciones amistosas con los países productores independientes. Y un grupo de exportadores independientes, manteniéndose al apoyo a estas conversaciones, no obstante reduciendo su producción debido a la necesidad urgente de generar los ingresos suficientes para amortizar las inversiones realizadas en exploración, explotación y transporte en los últimos años.

El país también se hizo presente en la reunión de los países independientes productores de petróleo, celebrada en Londres, en mayo de 1988. Estas reuniones han permitido mantener la vinculación entre productores independientes y el contacto permanente con los países de la OPEP.

En el campo de la explotación de petróleo se adelantando esfuerzos en materia de desarrollo de reservas y programas de explotación con otros países, especialmente en el marco de la integración regional. Pueden mencionarse muy brevemente algunos logros en este sentido, que han resultado benéficos para el país.

En 1982, cuando se inició un ascenso en el precio del petróleo, la OPEP, la OPA y la OPAE, se firmó un convenio de cooperación

del año. Ante el interés por conocer los Contratos de Asociación, se hizo una exposición que recibió satisfactorios comentarios.

En el mes de julio de 1988 se realizó en Bogotá el Segundo Encuentro Parlamentario sobre Energía y Petróleo, al que asistieron representaciones de trece (13) países y de varios organismos internacionales como OLADE, ARPEL, SELA, BID, OEA, etc. Allí se discutió la necesidad de una verdadera integración en el campo energético, especialmente en lo relacionado a hidrocarburos y se formularon algunas conclusiones al respecto.

Proyecto de Cooperación en el Sector Energético (EURCOLERG)

El convenio de financiamiento para el sector energético, suscrito en diciembre de 1988 por el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de las Comunidades Europeas (CCE) busca fortalecer la política del manejo de la demanda energética mediante la ejecución de los subproyectos descritos en el numeral 1.4.

El proyecto se llevará a cabo en un período de tres años y tendrá un costo superior a los \$1.500 millones que serán financiados por la CCE, el Ministerio y las entidades sectoriales participantes.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Colombia es miembro fundador de la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, que agrupa 26 países. OLADE es una entidad pública internacional de cooperación, coordinación y asesoría, que tiene como propósito la integración, protección, conservación, racional aprovechamiento, comercialización y defensa de los recursos energéticos de la Región Latinoamericana.

En los últimos años Colombia ha intensificado la ejecución de programas conjuntos con OLADE y la activa participación en las reuniones de esta organización.

Así por ejemplo, en agosto de 1988 se llevó a cabo en Bogotá un seminario sobre Ventajas y Desventajas de la Dieselización del Sector Transporte en América Latina, organizado conjuntamente por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y OLADE.

Como resultado de este foro surgió, para el caso de Colombia, la conveniencia de adelantar un plan de seguimiento permanente del proceso actual de dieselización, en el cual se cuenta con la coordinación interinstitucional del Ministerio, Ecopetrol y las entidades del sector transporte.

En forma similar, en octubre de 1988 se adelantó también un foro sobre pérdidas de energía eléctrica, coordinado conjuntamente por el Ministerio y OLADE, el cual representó una ayuda importante para el diseño de los programas que las

entidades del sector eléctrico adelantan para el control de pérdida técnica y negra de energía eléctrica.

OLADE desarrolla también programas y proyectos de cooperación con otras entidades oficiales y del sector energético, lo cual se lleva a cabo mediante memorandos de entendimiento, el más reciente de los cuales se firmó el 13 de junio de 1989, entre OLADE y COLCIENCIAS.

Colombia participó en la XIX Reunión de Ministros de OLADE, que se llevó a cabo en México, D.F., el 10 y 11 de noviembre de 1988.

Se analizaron allí principalmente los aspectos relativos a la integración del sector energético como aporte fundamental para la transformación económica de América Latina y el problema de la Deuda Externa del sector energético de América Latina y el Caribe.

Conferencia Mundial de Energía

Colombia es miembro desde hace varios años de la Conferencia Mundial de Energía, en la cual participan más de 78 países. La Conferencia es una organización que lleva a cabo reuniones cada tres años y cuyos campos de acción se extienden al análisis de los recursos, tecnología e intercambio de información relativa a la energía.

La representación de la Conferencia en Colombia está a cargo de un Comité, en el cual participan entidades oficiales y privadas. Con el objeto de coordinar las acciones y la presencia de Colombia en los foros internacionales sobre energía, el Ministerio solicitó y se hizo cargo de la Secretaría del Comité Colombiano de la Conferencia Mundial de Energía, a partir del mes de marzo de 1989.

El 14o. Congreso de la Conferencia Mundial de Energía está programado para el mes de septiembre de 1989, en Montreal (Canadá), con el tema central de "La energía para el mañana".

Cuarta Conferencia de Carbón de la Cuenca del Pacífico

Cooperación con países vecinos

Además de los programas anotados en el aparte sobre realizaciones en petróleo, el Ministerio de Minas y Energía ha venido adelantando las siguientes acciones de cooperación con otros países en el plano energético:

A comienzos de marzo de 1989 Colombia y Venezuela sentaron las bases para programas de interconexión eléctrica entre los dos países, conforme a las recomendaciones de un grupo técnico binacional reunido para tal efecto en Bogotá. Estas bases fueron acogidas en la Declaración de Ureña, firmada por los Presidentes Carlos Andrés Pérez y Virgilio Barco, el día 18 del mismo mes. Se espera que en 1992 sea una realidad la interconexión entre el Departamento de la Guajira y el Estado Zulia en Venezuela.

de control de la electricidad en el país...

El programa de cooperación técnica y científica...

En la reunión del Convenio de cooperación técnica y científica...

Con ocasión de la Reunión de GIPLACEP en Cartagena, en mayo de 1988...

Conferencia Mundial de Energía

La Conferencia Mundial de Energía se celebró en Montreuil, Francia...

El programa de cooperación técnica y científica...

El tema central de la Conferencia Mundial de Energía...

Cooperación con países vecinos

Además de los programas acordados en el ámbito...

A comienzos de marzo de 1988 Colombia y Venezuela...

A comienzos del mes de mayo de 1989, con el patrocinio de OLADE, se realizó en Maracaibo un encuentro de directivos de Carbocol y Carbozulia, para examinar un posible mecanismo de abastecimiento y comercialización de carbón mineral en Latinoamérica y el Caribe.

En reunión del Convenio de cooperación técnica y científica en el campo de la electrificación, realizada en Quito en el mes de abril de 1989, se definieron acciones concretas con el objeto de construir una línea de interconexión entre Ipiiales y Tulcán, con una longitud de 15 Kms, la cual debe entrar en operación en 1991.

Con ocasión de la Reunión de GIPLACEP en Cartagena, en mayo de 1988, se suscribió un Acuerdo de Cooperación Energética y Minera entre la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal de México y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Como resultado de este acuerdo, en noviembre de 1988 las empresas Minera Carbonífera Río Escondido S.A. (MICARE) de México y Carbones de Colombia S.A. (CARBOCOL) suscribieron dos convenios sobre intercambio de información para llevar a cabo posibles proyectos conjuntos de producción de carbón en Colombia, el primero, y sobre los aspectos básicos de eventuales compras de carbón colombiano para abastecer centrales térmicas mejicanas, el segundo.

II Jornadas sobre Minería Iberoamericana

Entre el 21 y el 24 de noviembre de 1988 se llevaron a cabo en Bogotá las Segundas Jornadas sobre Minería Iberoamericana, con participación de entidades del sector minero de la República de Colombia y de España. Esta reunión contó con la asistencia de representantes de países latinoamericanos y como resultado de las mismas se adelantó en los países de la región un inventario de proyectos de pequeña y mediana minería para promocionar el respectivo financiamiento internacional.

Cuarta Conferencia de Carbón de la Cuenca del Pacífico

En el mes de junio de 1989 se llevó a cabo en Cartagena, la Cuarta Conferencia Carbonífera de la Cuenca del Pacífico, evento que contó con la asistencia de más de 250 delegados de Colombia y el mundo. Se presentaron allí la situación y las tendencias de las principales áreas productoras y mercados internacionales del carbón.

En petróleo

En el caso de Colombia, Carbocol presentó allí los planes de producción y exportación que llevarán a consolidar a nuestro país como cuarto exportador mundial de carbón.

Otros países latinoamericanos expusieron también sus proyecciones de producción y consumo y el crecimiento esperado del mercado latinoamericano de carbón para Barranquilla.

Los principales exportadores mundiales de carbón, Australia, Suráfrica y Polonia, analizaron su participación actual y proyectada en el mercado mundial, enfatizando la situación de competitividad en costos de producción.

En Europa, y particularmente en Gran Bretaña y Alemania, es posible que se incrementen considerablemente las importaciones del mineral en la década de los años 90, debido a los aumentos esperados en el consumo del sector eléctrico y la reducción de la producción doméstica que tiene altos costos y está considerablemente subsidiada hoy en día.

En Estados Unidos se prevé que aumentará tanto la producción como el consumo y se incrementarán los excedentes exportables.

En los países asiáticos se esperan incrementos sustanciales del consumo y las importaciones, como consecuencia de las altas tasas de crecimiento económico.

China, a pesar de ser el segundo productor mundial de carbón, tendrá que realizar algunas importaciones para garantizar el abastecimiento de la demanda interna, especialmente en la parte sur del país.

En términos generales, la Conferencia sirvió para presentar la imagen de solidez y prestigio creciente de Colombia como nuevo exportador mundial de carbón y para estrechar los vínculos comerciales y de intercambio de información con clientes tradicionales y potenciales, así como con productores de otras partes del mundo.

Cooperación en recursos minerales y energéticos con Corea

Con base en la posibilidad de un beneficio mutuo, y dentro de un espíritu de igualdad y colaboración, se han venido adelantando conversaciones con la República de Corea tendientes a desarrollar acuerdos de cooperación técnica, científica y financiera.

Dentro de la órbita del sector minero-energético, inicialmente se han identificado varios tópicos que podrían tener interés común, como por ejemplo:

- En petróleo

- Planta recuperadora de azufre para la Refinería de Cartagena.
- Ampliación de los oleoductos de Ayacucho-Colorado-Galán.
- Línea submarina y monoboia en Pozos Colorados.
- Telemetría a nivel de tanques.
- Unidad recuperadora de vapor para Barrancabermeja.

... de la industria...
... de la industria...
... de la industria...

... de la industria...
... de la industria...
... de la industria...

... de la industria...
... de la industria...
... de la industria...

... de la industria...
... de la industria...
... de la industria...

Cooperación en recursos minerales y energéticos con Corea

... de la posibilidad de un beneficio mutuo...
... de la posibilidad de un beneficio mutuo...

... de la posibilidad de un beneficio mutuo...
... de la posibilidad de un beneficio mutuo...

En petróleo

... de la posibilidad de un beneficio mutuo...
... de la posibilidad de un beneficio mutuo...

- En electricidad

- Equipo para laboratorio ambiental y asistencia técnica.
- Red colombiana de registradoras de descargas atmosféricas.
- Subestación a 220 MVA en Barranquilla.

- En Minería

- Proyectos de Desarrollo para oro en Vetas (California, Santander).
- Proyectos sobre Lateritas Niquelíferas.

Todas estas posibilidades requieren de una recopilación y análisis de información, lo cual permitirá definir proyectos concretos, dentro de la filosofía colombiana de puertas abiertas a la inversión extranjera y exportaciones y de comercialización competitiva y financiamiento adecuado, por parte de Corea.

1. POLÍTICAS Y PLANES DE DESARROLLO SECTORIAL
2. ECONOMÍA GLOBAL EN 1986 DE LOS RESPECTIVOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO
3. BALANZAS DE ENERGÍA 1986 - 1987
4. VOLUMEN Y VALOR PRODUCCIÓN MINERA 1986 - 1987

En electricidad

En Minería

A N E X O S

1. POLITICAS Y PLANES DE DESARROLLO SECTORIAL

Anexo No. 1

2. REFERENCIA GLOBAL EN 1988 DE LAS PERSPECTIVAS EN EL SECTOR ENERGETICO COLOMBIANO

3. BALANCES DE ENERGIA 1986 - 1987

4. VOLUMEN Y VALOR PRODUCCION MINERA 1986 - 1987

POLITICAS Y PLANES DE DESARROLLO SECTORIAL

- 1. POLITICAS Y PLANES DE DESARROLLO SECTORIAL
- 2. REFERENCIA GLOBAL EN 1988 DE LAS PERSPECTIVAS EN EL SECTOR ENERGETICO COLOMBIANO
- 3. BALANCES DE ENERGIA 1988 - 1987
- 4. VOLUMEN Y VALOR PRODUCCION MINERA 1988 - 1987

POLITICAS Y PLANES DE DESARROLLO SECTORIAL

PROGRAMAS Y ACTIVIDADES DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

El Ministerio de Minas y Energía tiene como misión promover el desarrollo del sector energético y minero, mediante la formulación y ejecución de políticas, planes y programas que permitan el aprovechamiento racional de los recursos naturales, la generación de energía eléctrica, la explotación de los recursos mineros y la transformación de los productos mineros.

Para cumplir con esta misión, el Ministerio de Minas y Energía se estructura en las siguientes áreas:

- Área de Planificación y Estudios
- Área de Promoción y Fomento
- Área de Regulación y Control
- Área de Asesoría y Asistencia Técnica
- Área de Relaciones Institucionales
- Área de Asesoría y Asistencia Social

ANEXO No. 1

El presente documento tiene como objetivo principal, presentar un panorama general de las políticas y planes de desarrollo sectorial en el sector energético y minero, para el período 1988-1992.

El sector energético y minero es uno de los sectores más importantes de la economía colombiana, ya que proporciona la energía necesaria para el desarrollo industrial y agrícola, y los recursos minerales necesarios para la producción de bienes de capital y consumo.

El desarrollo del sector energético y minero requiere de políticas y planes que permitan el aprovechamiento racional de los recursos naturales, la generación de energía eléctrica, la explotación de los recursos mineros y la transformación de los productos mineros.

POLITICAS Y PLANES DE DESARROLLO SECTORIAL

El sector energético y minero es uno de los sectores más importantes de la economía colombiana, ya que proporciona la energía necesaria para el desarrollo industrial y agrícola, y los recursos minerales necesarios para la producción de bienes de capital y consumo.

Adopta políticas y planes en materia de explotación, transformación, refinación, manufactura, distribución y comercialización de los productos mineros y energéticos, con el fin de promover el desarrollo del sector y el aprovechamiento racional de los recursos naturales.

El presente documento tiene como objetivo principal, presentar un panorama general de las políticas y planes de desarrollo sectorial en el sector energético y minero, para el período 1988-1992.

Las regulaciones y disposiciones administrativas, técnicas y reglamentarias relacionadas con el sector energético y minero, en materia de explotación, transformación, refinación, manufactura, distribución y comercialización de los productos mineros y energéticos.

1. PROGRAMAS Y ACTIVIDADES INTERNAS DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Al Ministerio de Minas y Energía le corresponde diseñar, dirigir y coordinar las políticas en materia minero-energética.

La política energética y minera se ha orientado hacia el fortalecimiento general de la economía nacional, mediante su consolidación en el sector de exportaciones, y de suministro energético a los distintos sectores productivos y de servicios. Esa es la razón fundamental por la cual se ha hecho énfasis en los programas de exploración de hidrocarburos, cuyos primeros resultados ya están a la vista y que buscan mantener la actual situación de exportación neta del país hasta más allá del año 2000. En la misma dirección se enmarca la política de desarrollo de nuevos proyectos de exportación minera, en el campo de los metales preciosos y el carbón; de igual manera se han puesto en marcha programas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (rural y urbana).

Para el efecto, el Gobierno Nacional ha hecho las gestiones pertinentes a fin de lograr la financiación adecuada concurrendo al sistema financiero internacional, y tratando de optimizar las posibilidades de financiamiento interno, en los círculos de crédito y asignación del Presupuesto Nacional.

Ha sido de especial interés para la actual administración, fortalecer la estructura institucional del Ministerio con el objeto de llevarlo a una situación acorde con las circunstancias que exige el Sector. A continuación se describen las principales funciones que desarrolla el Ministerio, las cuales han motivado esta preocupación.

- a) Adopta políticas nacionales en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, manufactura, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos, así como generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, de acuerdo a lo establecido con el plan general de desarrollo.
- b) Dicta los reglamentos y hace cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación,

distribución, procesamiento y comercialización de los recursos materiales no renovables, así como las relativas a la generación, transmisión, interconexión, distribución y control técnico de la energía eléctrica.

- c) Impone sanciones por incumplimiento de los reglamentos y disposiciones legales del sector minero y eléctrico.
- d) Lleva 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 probables, producción actual y futura, transporte, industrialización y comercialización de minas e hidrocarburos, como también los proyectos de transformación de las materias primas de minas, hidrocarburos y energía y, en general, la elaboración de unos programas y políticas que impulsen y desarrollen la totalidad de las fuentes y usos de energía en forma coordinada y efectiva.
- e) Fija 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 interna y su forma de pago; los precios de venta y los correspondientes para efectos cambiarios y fiscales, de los hidrocarburos de exportación y sus derivados.
- f) Promueve la interconexión de los diversos sistemas eléctricos a fin de atender deficiencias en áreas donde la capacidad de transmisión no pueda servir adecuadamente a la demanda y lograr el mejor aprovechamiento de los sistemas eléctricos.

El cumplimiento de las anteriores funciones las ejecuta el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con el organigrama que se anexa.

La ejecución de los proyectos se lleva a cabo a través de sus entidades adscritas y vinculadas al saber: **upuesto Nacional de Inversión en el Sector de Minas y Energía (1960-1964)**

Entidades adscritas: Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), Instituto de Asuntos Nucleares (IAN), Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras (INGEOMINAS).

Entidades vinculadas: Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), Empresa Colombiana de Minas (ECOMINAS), Carbones de Colombia S.A. (CARBOCOL), Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), Carbones del Oriente S.A. (CARBORIENTE) y Financiera Eléctrica Nacional (FEN).

S.A

2. FUENTES DE FINANCIAMIENTO DEL MINISTERIO Y SUS ENTIDADES ADSCRITAS

Los recursos del Presupuesto Nacional son las principales fuentes de financiamiento de los programas de inversión que adelanta el Ministerio y sus entidades adscritas, lo mismo que aportes puntuales a las empresas vinculadas, según las prioridades y los lineamientos del sector.

La Oficina de Planeación, en coordinación con las diferentes dependencias del Ministerio y con las entidades, elabora los planes y programas que anualmente se financian con los recursos del Presupuesto Nacional, para lo cual cuenta con el apoyo de la Dirección General del Presupuesto y el Departamento Nacional de Planeación.

El Ministerio de Minas y Energía ha venido desarrollando programas e investigación para el planeamiento del sector, control y fiscalización del sector de minas y energía, al igual que a apoyar los programas especiales encaminados a mejorar las condiciones sociales del país.

El Instituto de Investigaciones Geológico-mineras (INGEOMINAS) realiza estudios geológicos que permiten detectar las posibilidades mineras del país para proyectos de desarrollo, así como también contribuir a la información y evaluación de riesgos naturales.

El Instituto de Asuntos Nucleares (IAN) centra sus actividades en el desarrollo de la investigación en el campo nuclear para aplicación en la industria, la agricultura y la medicina, y la coordinación de investigaciones en el campo de las energías no convencionales.

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA) contribuyen a mejorar el servicio de energía eléctrica a través de la generación, transmisión y distribución de ésta.

2.1 Comportamiento histórico del Presupuesto Nacional de Inversión en el Sector de Minas y Energía (1980-1984)

En los cuadros Nos. A1 y A2 se detalla el comportamiento histórico del Presupuesto Nacional de inversión en el Sector de Minas y Energía a precios corrientes y constantes, apropiados para el período 1980-1984, discriminados por entidades. Ellos muestran el comportamiento presupuestal con anterioridad a la reestructuración de la Ley 1a. de 1984.

Sobre la base de los cuadros anexos a este documento para el período en referencia se observa lo siguiente: Continuando con los planes y programas que han venido desarrollando las

El Ministerio de Minas y Energía y las entidades adscritas han sido financiados por el Gobierno Nacional a través de la asignación de recursos presupuestales...

En el período 1985-1988, se le dieron apropiaciones a la Dirección Superior para los programas específicos de Sistematización, Investigaciones, Asistencia Técnica a la Pequeña y Mediana Minería y de Fiscalización y Control...

En los cuadros Nos. A3 y A4 se presenta el resumen de las apropiaciones presupuestales de los años 1985-1989, tanto de la Dirección Superior como de las entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía.

Para el período 1985-1988, se le dieron apropiaciones a la Dirección Superior para los programas específicos de Sistematización, Investigaciones, Asistencia Técnica a la Pequeña y Mediana Minería y de Fiscalización y Control...

En el caso del Instituto de Asuntos Nucleares (IAN), estas apropiaciones presupuestales se incrementaron debido al interés de lograr un aumento en la capacidad del reactor nuclear...

Con el objeto de garantizar en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA) el cumplimiento del programa de ajuste sectorial...

2.1 Comportamiento histórico del Presupuesto Nacional de Inversión en el Sector de Minas y Energía (1980-1984)

En los cuadros Nos. A1 y A2 se detallan el comportamiento histórico del Presupuesto Nacional de Inversión en el Sector de Minas y Energía a través de las entidades adscritas...

En la base de los cuadros anexos a este documento para el período de referencia se observa lo siguiente: Continuando las actividades y programas que han venido desarrollando las

diferentes entidades y la Dirección Superior se hizo especial énfasis en la política de estructurar un sistema de financiamiento para el Sector Eléctrico a través de la creación de la Financiera Eléctrica Nacional (FAFEN). El Gobierno Nacional aportó para el efecto una suma de \$9.630 millones.

Asimismo y con el objeto de lograr la interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país, durante el mismo período le aportó a Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), la suma de \$3.156.8 millones, para el montaje y puesta en marcha de la línea de 500 KW entre San Carlos-Sabanalarga.

2.2 Comportamiento histórico del Presupuesto Nacional de Inversión en el Sector de Minas y Energía (1985-1988) Proyección 1989

En los cuadros Nos. A3 y A4 se presenta el resumen de las apropiaciones presupuestales de los años 1985-1989, tanto de la Dirección Superior como de las entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía.

Para el período 1985-1988, se le dieron apropiaciones a la Dirección Superior para los programas específicos de Sistematización, Investigaciones, Asistencia Técnica a la Pequeña y Mediana Minería y de Fiscalización y Control; se observó un comportamiento favorable en las partidas asignadas, lo cual se debe principalmente a los recursos que por Ley 55 de 1984 le fueron transferidos del Fondo Nacional del Carbón. Esta misma situación se reflejó en los aportes concedidos por el Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-mineras (INGEOMINAS).

En el caso del Instituto de Asuntos Nucleares (IAN), estas apropiaciones presupuestales se incrementaron debido al interés de lograr un aumento en la capacidad del reactor nuclear y es así que para 1988 le fueron asignados \$400 millones, los cuales no lograron ser ejecutados por problemas en las correspondientes negociaciones, principalmente en la obtención de un crédito, que sería el recurso mayoritario para la ejecución de este proyecto.

Con el objeto de garantizar en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), el cumplimiento del programa de ajuste sectorial y de ampliación de cobertura en las zonas rurales, se le asignaron a la Dirección Superior para 1988 unas partidas para el pago del servicio de la deuda, las cuales fueron distribuidas en forma tal, que las entidades del Sector Eléctrico lograrán sanear al máximo sus compromisos con el Fondo de Moneda Extranjera (FODEX) (\$19.001 millones); asimismo a través de la Dirección Superior se canalizaron unos recursos para que el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), continuara con el proyecto de la línea Popayán-Pasto (\$1.122 millones).

2.3 Presupuesto Nacional Año 1989

En la apropiación de los gastos de inversión para los proyectos que en la actualidad adelanta el Sector de Minas y Energía, para la vigencia fiscal de 1989, se tienen contempladas dos actividades fundamentales en relación con el Sector Eléctrico: Desde el punto de vista macroeconómico, garantizar el cumplimiento del Plan de Ajuste Sectorial y desde una perspectiva social, ampliar el sistema de transmisión y distribución del servicio con el objeto de lograr una mayor cobertura en áreas marginadas. Para el cumplimiento de estas funciones y tomando igualmente las que se vienen realizando, descritas anteriormente, así como las de apoyo a la minería y a la investigación científica se asignaron al Ministerio de Minas con aportes del Presupuesto Nacional \$33.979.8 millones.

A través de la Dirección Superior del organismo, se canalizarán \$29.176.9 millones provenientes del crédito BIRF tal como está contemplado en el Programa de Ajuste del Sector Eléctrico, destinados a apoyar financieramente al sector, permitiendo así a las empresas atender oportunamente el pago del servicio de la deuda externa.

Con el objeto de continuar con los programas de electrificación rural en zonas enmarcadas dentro del Plan Nacional de Rehabilitación (PNR), y seguir con el proyecto de instalación de plantas de generación Diesel, se canalizarán recursos a través del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), por valor de \$3.515.1 millones. Estos proyectos se adelantarán en la región de la Costa Atlántica, el litoral pacífico y en las intendencias y comisarías.

Referente a promover los programas de apoyo a la pequeña y mediana Minería se apropiaron recursos por valor de \$1.361.6 millones del Fondo Nacional del Carbón y la Dirección Superior.

A las entidades territoriales, en virtud de lo dispuesto en la Ley 76 de 1985 se le transferirán en 1989 la suma de \$43.805.2 millones provenientes del Fondo Nacional del Carbón.

2.4 Proyección Año 1990

En la programación de los gastos de inversión para la vigencia fiscal del año 1990 a través de la Dirección Superior y sus entidades adscritas con aportes del Presupuesto Nacional se ha presentado como requerimiento total la suma de \$205.034.1 millones, para ser ejecutados en la continuación de los programas que se vienen realizando y que en forma muy somera fueron comentados anteriormente, entre los cuales merecen especial referencia los de asistencia técnica, seguridad minera, coordinación regional, los aspectos legales y registro minero, actividades que se encuadran en los esfuerzos que ha venido realizando el Ministerio en materia de reordenamiento en ese

En la programación de los gastos de inversión para la vigencia fiscal del año 1990 a través de la Dirección Superior y sus entidades adscritas con aportes del Presupuesto Nacional se ha presentado como requerimiento total la suma de \$202.034.1 millones para ser ejecutados en la continuación de los programas que se vienen realizando y que en forma muy somera fueron comentados anteriormente, entre los cuales merecen especial referencia los de asistencia técnica, seguridad minera, coordinación regional, los asociados fedales y registro minero, actividades que se encuentran en los estadios que ha venido realizando el Ministerio en materia de requerimiento en ese

sector, para lo cual se cuenta con el nuevo Código de Minas y los resultados del Censo Nacional Minero.

Asimismo, los proyectos previstos por el ICEL y CORELCA están orientados a atender el servicio de energía eléctrica en áreas de rehabilitación del país de acuerdo con la zona de influencia territorial que le corresponda.

Anexo se presenta en el cuadro No. A5 la proyección por entidad del Presupuesto de Inversión para el año 1990, así como los cuadros del comportamiento histórico de Presupuesto Nacional 1980-1989, discriminados por programas y por entidad, a precios corrientes y constantes de 1980 (Ver cuadros Nos. A6 y A7).

En la programación de los gastos de inversión para la vigencia fiscal del año 1990 a través de la Dirección Superior y sus entidades adscritas con aportes del Presupuesto Nacional se ha presentado como requerimiento total la suma de \$202.034.1 millones para ser ejecutados en la continuación de los programas que se vienen realizando y que en forma muy somera fueron comentados anteriormente, entre los cuales merecen especial referencia los de asistencia técnica, seguridad minera, coordinación regional, los asociados fedales y registro minero, actividades que se encuentran en los estadios que ha venido realizando el Ministerio en materia de requerimiento en ese

2.4 Proyección Año 1990

En la programación de los gastos de inversión para la vigencia fiscal del año 1990 a través de la Dirección Superior y sus entidades adscritas con aportes del Presupuesto Nacional se ha presentado como requerimiento total la suma de \$202.034.1 millones para ser ejecutados en la continuación de los programas que se vienen realizando y que en forma muy somera fueron comentados anteriormente, entre los cuales merecen especial referencia los de asistencia técnica, seguridad minera, coordinación regional, los asociados fedales y registro minero, actividades que se encuentran en los estadios que ha venido realizando el Ministerio en materia de requerimiento en ese

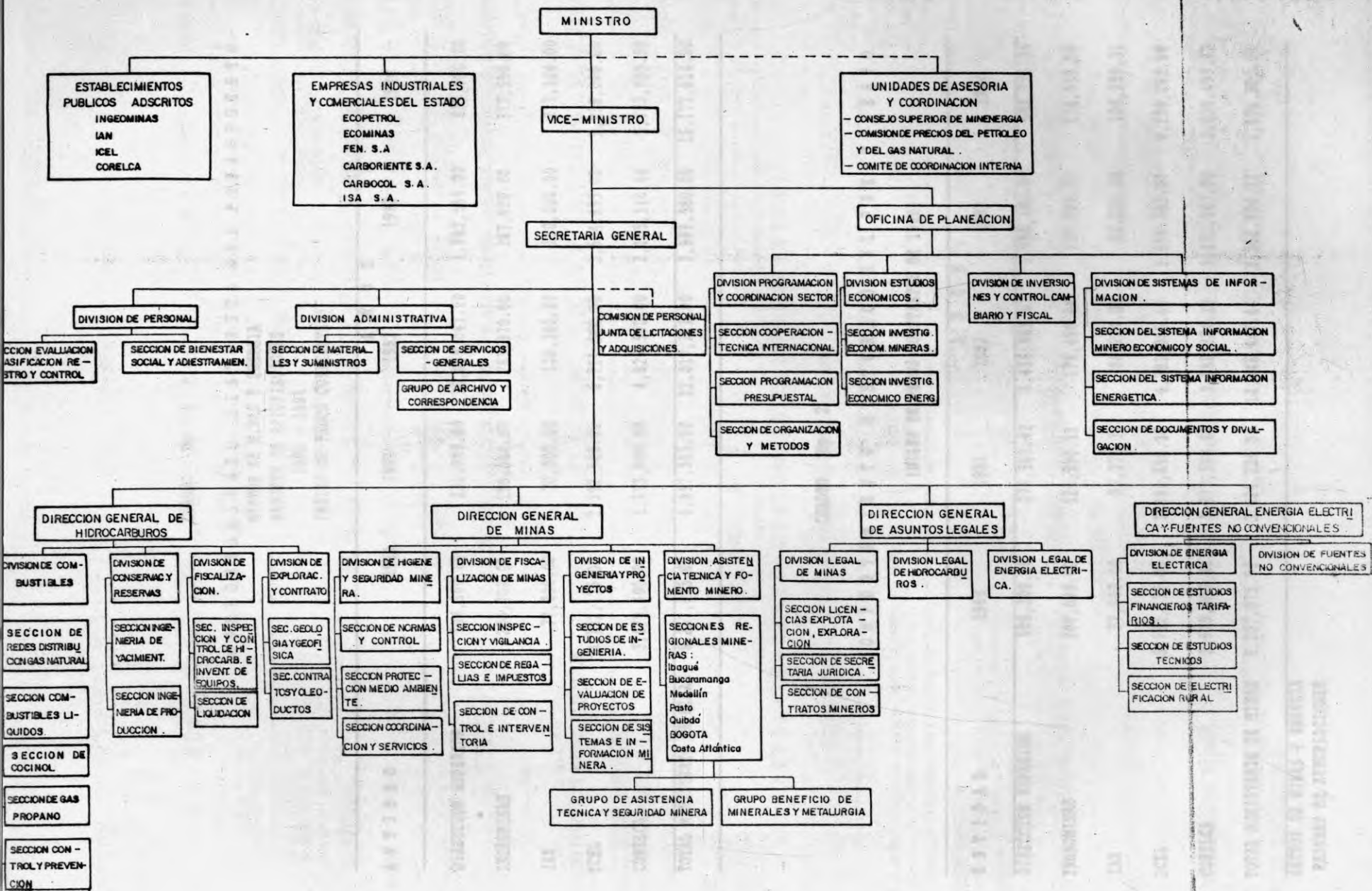
sector, para lo cual se cuenta con el nuevo Código de Minas y los resultados del Censo Nacional Minero.

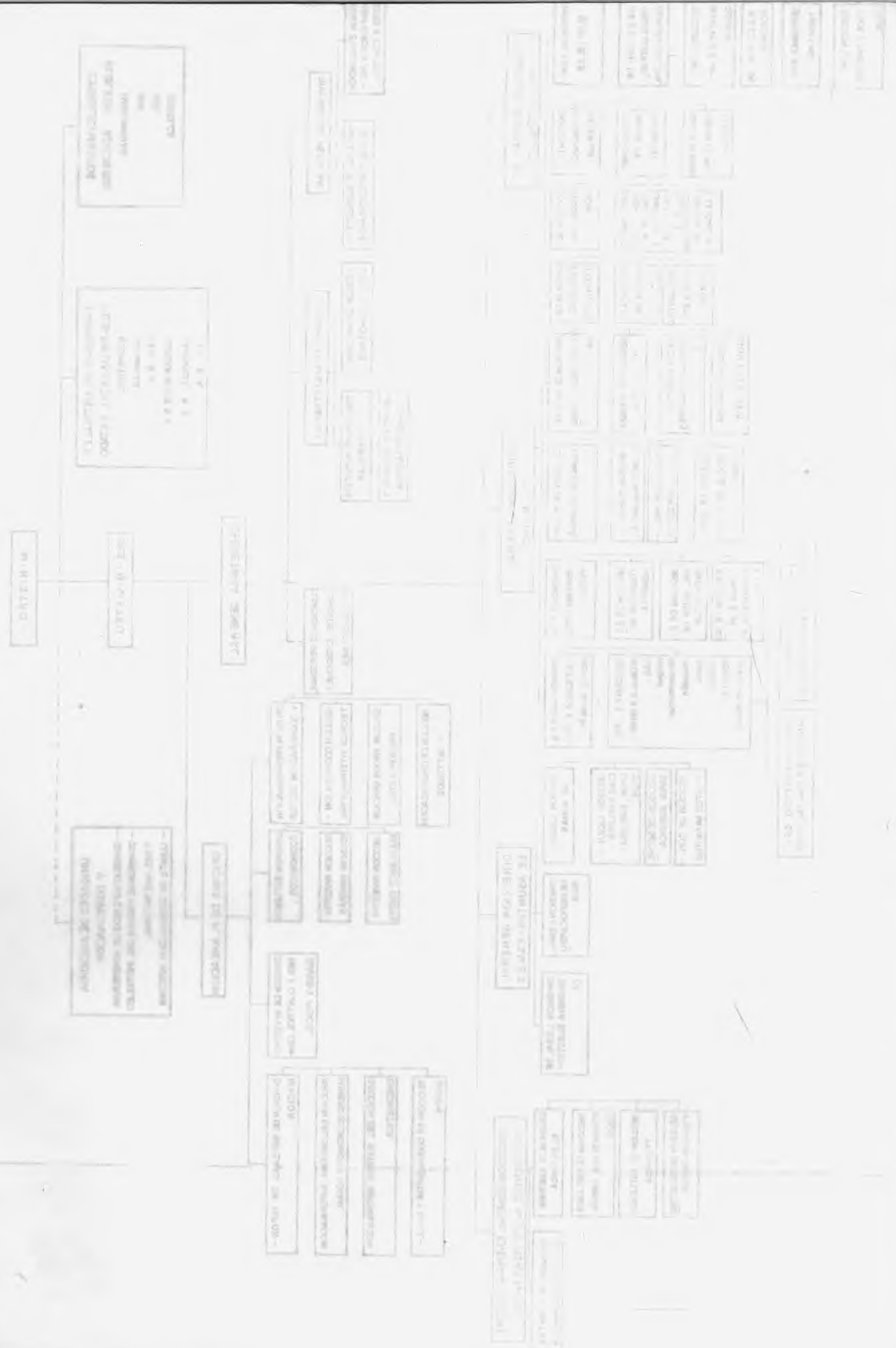
Asimismo, los proyectos previstos por el ICEL y CORELCA están orientados a atender el servicio de energía eléctrica en áreas de rehabilitación del país de acuerdo con la zona de influencia territorial que le corresponda.

Anexo se presenta en el cuadro No. A5 la proyección por entidad del Presupuesto de Inversión para el año 1990, así como los cuadros del comportamiento histórico de Presupuesto Nacional 1980-1989, discriminados por programas y por entidad, a precios corrientes y constantes de 1980 (Ver cuadros Nos. A6 y A7).



ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA
1.989





CUADRO No 1
COMPORTAMIENTO HISTORICO DEL PRESUPUESTO
SECTOR DE MINAS Y ENERGIA
RESUMEN DE APROPIACIONES
1980 - 1984
(MILES DE PESOS CORRIENTES)

ENTIDAD	AÑOS				
	1980	1981	1982	1983	1984
DIRECCION SUPERIOR	508,300.00	221,955.00	10,059,041.00	1,982,585.00	831,900.00
INGEOMINAS	200,000.00	158,000.00	281,370.00	247,000.00	377,590.00
IAN	77,000.00	70,000.00	138,300.00	150,000.00	227,124.00
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	785,300.00	450,000.00	10,478,711.00	2,380,000.00	1,436,614.00
ICEL	3,792,175.00	2,392,560.00	6,711,000.00	3,504,855.00	9,038,000.00
CORELCA	3,679,600.00	1,615,000.00	4,829,500.00	2,105,140.00	5,703,000.00
TOTAL MINISTERIO DE MINAS	8,257,075.00	4,457,515.00	22,019,211.00	7,989,580.00	16,177,614.00

CUADRO No 2
COMPORTAMIENTO HISTORICO DEL PRESUPUESTO
(MILES DE PESOS CONSTANTES DE 1980)

ENTIDAD	AÑOS				
	1980	1981	1982	1983	1984
DIRECCION SUPERIOR	508,300.00	175,583.42	6,416,841.67	1,084,149.94	384,586.94
INGEOMINAS	200,000.00	124,990.11	179,490.94	135,068.63	174,559.66
IAN	77,000.00	55,375.37	88,224.04	82,025.48	104,999.31
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	785,300.00	345,948.90	6,684,556.65	1,301,244.05	664,145.91
ICEL	3,792,175.00	1,892,698.36	4,281,066.60	1,916,582.82	4,178,262.68
CORELCA	3,679,600.00	1,277,588.80	3,080,824.19	1,151,167.50	2,636,493.92
TOTAL MINISTERIO DE MINAS	8,257,075.00	3,526,236.06	14,046,447.44	4,368,994.37	7,478,902.50

SECTOR DE MINAS Y ENERGIA
RESUMEN DE APROPIACIONES

CUADRO No 1
COMPORTAMIENTO HISTORICO DEL PRESUPUESTO
SECTOR DE MINAS Y ENERGIA
RESUMEN DE APROPIACIONES
1980 - 1984
(MILES DE PESOS CORRIENTES)

ENTIDAD	1980	1981	1982	1983	1984
DIRECCION SUPERIOR	208,300.00	221,222.00	10,022,021.00	1,981,282.00	331,800.00
INGEOMINAS	200,000.00	128,000.00	581,310.00	147,000.00	317,240.00
IAN	17,000.00	70,000.00	128,200.00	120,000.00	227,240.00
ICEL	2,252,172.00	2,922,260.00	6,111,000.00	1,204,222.00	2,028,800.00
CORELCA	3,629,600.00	1,212,000.00	4,829,200.00	2,102,140.00	2,702,000.00
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	8,227,072.00	4,437,212.00	22,019,211.00	5,989,280.00	10,127,610.00

CUADRO No 2
COMPORTAMIENTO HISTORICO DEL PRESUPUESTO
(MILES DE PESOS CONSTANTES DE 1980)

ENTIDAD	1980	1981	1982	1983	1984
DIRECCION SUPERIOR	208,300.00	172,222.00	6,416,811.67	1,088,129.94	388,288.98
INGEOMINAS	200,000.00	128,000.00	128,430.94	120,000.00	174,229.88
IAN	17,000.00	70,000.00	88,222.37	82,022.48	104,989.31
ICEL	2,252,172.00	1,922,260.00	4,281,000.00	1,204,222.00	1,410,222.00
CORELCA	3,629,600.00	1,212,000.00	3,080,200.00	1,212,140.00	2,028,800.00
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	8,227,072.00	3,252,222.00	14,066,441.67	4,288,280.00	7,428,280.00

CUADRO No 3
COMPORTAMIENTO HISTORICO DEL PRESUPUESTO
(MILES DE PESOS CORRIENTES)

ENTIDAD	AÑOS				
	1985	1986	1987	1988	1989
DIRECCION SUPERIOR	592,933.00	112,000.00	2,432,835.00	20,409,400.00	29,725,600.00
INGEOMINAS	386,800.00	453,000.00	167,400.00	359,600.00	584,500.00
IAN	200,000.00	200,000.00	137,500.00	658,299.00	154,600.00
ICEL	7,481,540.00	10,096,466.00	14,657,693.00	4,945,770.00	3,395,100.00
CORELCA	3,283,500.00	6,485,200.00	7,357,102.00	175,000.00	120,000.00
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	11,944,773.00	17,346,666.00	24,752,530.00	26,548,069.00	33,979,800.00

SECTOR DE MINAS Y ENERGIA
RESUMEN DE APROPIACIONES

CUADRO No 4
COMPORTAMIENTO HISTORICO DEL PRESUPUESTO
(MILES DE PESOS CONSTANTES DE 1980)

ENTIDAD	AÑOS			
	1985	1986	1987	1988
DIRECCION SUPERIOR	223,866.57	34,963.94	611,495.54	4,004,591.39
INGEOMINAS	146,039.42	141,416.66	42,076.16	70,558.23
IAN	75,511.59	62,435.61	34,560.76	129,166.88
ICEL	2,824,714.94	3,151,895.23	3,684,225.96	970,424.80
CORELCA	1,239,711.55	2,024,537.20	1,849,215.03	34,337.29
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	4,509,844.07	5,415,248.65	6,221,573.46	5,209,078.58

COMPTAMINTO HISTORICO DEL PRESUPUESTO
 CUADRO No. 4
 (MILIA DE PESOS CONSTANTES DE 1980)

ENTIDAD	1982	1986	1987	1988
DIRECCION SUPERIOR	252,932.00	172,000.00	2,432,832.00	20,400,400.00
INGEOMINAS	388,800.00	423,000.00	187,400.00	329,800.00
IAN	200,000.00	200,000.00	137,200.00	628,220.00
ICEL	7,481,240.00	10,028,488.00	14,827,822.00	4,942,720.00
COPEC	2,283,200.00	4,482,200.00	7,227,102.00	12,000.00
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	17,946,772.00	17,348,688.00	24,727,236.00	33,278,800.00

SECTOR DE MINAS Y ENERGIA
 RESUMEN DE APROPIACIONES

COMPTAMINTO HISTORICO DEL PRESUPUESTO
 CUADRO No. 5
 (MILIA DE PESOS CONSTANTES DE 1980)

ENTIDAD	1982	1986	1987	1988
DIRECCION SUPERIOR	252,932.21	24,822.24	217,482.24	4,004,281.38
INGEOMINAS	146,039.42	141,418.66	45,078.18	70,228.23
IAN	72,211.28	65,432.61	34,280.78	129,188.88
ICEL	2,824,714.84	3,121,822.22	3,884,222.96	970,424.80
COPEC	1,238,711.22	2,024,232.20	1,842,212.03	34,231.28
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA	4,202,644.07	2,412,248.42	6,221,273.46	2,202,078.28

SECTOR DE MINAS Y ENERGIA
 RESUMEN DE APROPIACIONES

CUADRO No. 5

ENTIDAD	PRESUPUESTO DE INVERSION	
	1990 (CORRIENTES)	1990 (CONSTANTES)
DIRECCION SUPERIOR		
PROGRAMA 1102 INFORMACION Y PROCESAMIENTO DE DATOS	100,500,000	12,226,277.37
PROGRAMA 3502 INVESTIGACION Y DESARROLLO GEOLOGICO MINERO	52,500,000	6,386,861.31
TOTAL INGEOMINAS	153,000,000	18,613,138.68
PROGRAMA 3503 FISCALIZACION Y CONTROL DE MINAS Y COMBUSTIBLES	251,000,000	30,535,279.81
PROGRAMA 3504 ASISTENCIA TECNICA Y FOMENTO MINERO	436,792,000	53,137,712.90
PROGRAMA 3601 GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	35,000,000	4,257,907.54
PROGRAMA 3602 TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA	10,000,000	1,216,545.01
PROGRAMA 3603 SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA	52,500,000	6,386,861.31
PROGRAMA 4101 SERVICIO DE LA DEUDA E INVERSIONES FINANCIERAS	1,488,300,000	17,462,284.27
TOTAL DIRECCION SUPERIOR	938,292,000	114,147,445
PROGRAMA 1101 INFORMACION Y PROCESAMIENTO DE DATOS	80,000,000	9,732,360.10
PROGRAMA 1202 INFRAESTRUCTURA FISICA	285,500,000	34,732,360.10

PROGRAMA 1101

CUADRO No.5
PRESUPUESTO DE INVERSION
1990
(PESOS CORRIENTES Y CONSTANTES DE 1980)

ENTIDAD	1990 (CORRIENTES)	1990 (CONSTANTES)
INVERSION EN ENERGIA ELECTRICA	1,856,500,000	1,225,851,582
PROGRAMA 2304		
INFRAESTRUCTURA FISICA DE SALUBRIDAD	15,000,000	1,824,817.52
PROGRAMA 3502		
INVESTIGACION Y DESARROLLO GEOLOGICO MINERO	1,491,000,000	181,386,861.31
PROGRAMA 4101		
SERVICIO DE LA DEUDA E INVERSIONES FINANCIERAS	225,500,000	225,851,582
TOTAL INGEOMINAS	1,856,500,000	225,851,582
IAN		
CORIELCA		
PROGRAMA 1102		
INFORMACION Y PROCESAMIENTO DE DATOS	50,000,000	6,082,725.06
PROGRAMA 1202		
INFRAESTRUCTURA FISICA Y EQUIPAMIENTO	90,000,000	10,948,905.11
PROGRAMA 2304		
INFRAESTRUCTURA FISICA DE SALUBRIDAD	15,000,000	1,824,817.52
PROGRAMA 2501		
BIENESTAR SOCIAL	13,000,000	1,581,508.52
PROGRAMA 3502		
INVESTIGACION Y DESARROLLO GEOLOGICO MINERO	1,044,000,000	127,007,299.27
TOTAL CORIELCA	1,292,000,000	152,311,436
PROGRAMA 3601		
GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	40,000,000	4,866,180.05
PROGRAMA 4101		
SERVICIO DE LA DEUDA E INVERSIONES FINANCIERAS		
TOTAL IAN	1,252,000,000	152,311,436
ICEL		
PROGRAMA 3601		

CUADRO No.5
PRESUPUESTO DE INVERSION
1990
(PESOS CORRIENTES Y CONSTANTES DE 1980)

ENTIDAD	1990 (CORRIENTES)	1990 (CONSTANTES)
DIRECCION SUPERIOR		
PROGRAMA 1101		
INFORMACION Y PROCESAMIENTO DE DATOS	100,500,000	12,522,577.37
PROGRAMA 3502		
INVESTIGACION Y DESARROLLO GEOLOGICO MINERO	25,500,000	4,388,861.31
PROGRAMA 3503		
VISUALIZACION Y CONTROL DE MINAS Y COMBUSTIBLES	251,000,000	30,232,578.81
PROGRAMA 3504		
ASISTENCIA TECNICA Y FOMENTO MINERO	438,782,000	23,137,712.98
PROGRAMA 3601		
GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	25,000,000	4,527,907.54
PROGRAMA 3602		
TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA	10,000,000	1,518,142.01
PROGRAMA 3603		
SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA	25,500,000	4,388,861.31
PROGRAMA 4101		
SERVICIO DE LA DEUDA E INVERSIONES FINANCIERAS	225,500,000	225,851,582
TOTAL DIRECCION SUPERIOR	438,782,000	114,147,442
INGEOMINAS		
PROGRAMA 1102		
INFORMACION Y PROCESAMIENTO DE DATOS	80,000,000	9,732,360.10
PROGRAMA 1103		
INFRAESTRUCTURA FISICA	282,500,000	34,732,360.10

CUADRO No. 2
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN
1988
(MILES DE DÓLARES CONSTANTES)

DESCRIPCIÓN	1988 (MILES DE DÓLARES CONSTANTES)	1989 (MILES DE DÓLARES CONSTANTES)
TOTAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	202,034,100,000	14,943,322,262
TOTAL COLOMBIA	64,529,618,000	7,820,918,491
SERVICIO DE LA DEUDA E INVERSIONES FINANCIERAS	18,529,618,000	2,820,918,491
PROGRAMA 4101		
ENERGÍA	1,120,121,824.50	
SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA		
PROGRAMA 3802		
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA		
PROGRAMA 3801		
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	639,127,080.29	
PROGRAMA 4101		
SERVICIO DE LA DEUDA E INVERSIONES FINANCIERAS	10,203,512,678.83	
PROGRAMA 4101		
ENERGÍA	12,902,282,000	4,002,073,228.01
SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA		
PROGRAMA 3802		
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	11,432,194,000	1,291,141,822.38
PROGRAMA 3801		
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	2,780,842,000	1,012,282,221.78
TOTAL ICAEL	138,437,899,000	16,800,893,209

REFERENCIA GLOBAL EN 1988 DE LAS PERSPECTIVAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO

El presente estudio se realizó sobre la base de una metodología de tipo global, que permite evaluar el comportamiento del sector energético colombiano en el contexto de las perspectivas económicas y financieras del país. El análisis se realizó sobre la base de una metodología de tipo global, que permite evaluar el comportamiento del sector energético colombiano en el contexto de las perspectivas económicas y financieras del país. El análisis se realizó sobre la base de una metodología de tipo global, que permite evaluar el comportamiento del sector energético colombiano en el contexto de las perspectivas económicas y financieras del país.

ANEXO No. 2

El presente estudio se realizó sobre la base de una metodología de tipo global, que permite evaluar el comportamiento del sector energético colombiano en el contexto de las perspectivas económicas y financieras del país. El análisis se realizó sobre la base de una metodología de tipo global, que permite evaluar el comportamiento del sector energético colombiano en el contexto de las perspectivas económicas y financieras del país.

REFERENCIA GLOBAL EN 1988 DE LAS PERSPECTIVAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO

El presente estudio se realizó sobre la base de una metodología de tipo global, que permite evaluar el comportamiento del sector energético colombiano en el contexto de las perspectivas económicas y financieras del país. El análisis se realizó sobre la base de una metodología de tipo global, que permite evaluar el comportamiento del sector energético colombiano en el contexto de las perspectivas económicas y financieras del país.

REFERENCIA GLOBAL EN 1988 DE LA PERSPECTIVAS EN
EL SECTOR ENERGETICO COLOMBIANO

Este trabajo fue realizado por la Oficina de Planeación con miras a establecer una base global para la planeación sectorial. A continuación transcribimos los Capítulos I, II y VII de este documento, los cuales reflejan el alcance, contenido y limitantes del mismo.

1. PRESENTACION

Durante la última década el Sector Energético Colombiano se ha fortalecido en el área de planeamiento y desarrollo de instrumentos de auxilio para su dirección general y particular. Dentro de este ambiente y con base en una metodología de proyección de Balances Energéticos, desarrollada por la Sección de Investigaciones del Ministerio, a continuación presentamos los resultados de la primera utilización, que debe servir de referencia general al factible comportamiento de la oferta y demanda energética y llama la atención sobre puntos específicos a estudiar con algún detalle. Esta simulación, como es obvio, constituye la primera aproximación y determina el inicio del proceso ajuste-error que conlleva el desarrollo de toda metodología.

En el documento se analizan los resultados obtenidos, se incluye un resumen general, una síntesis del escenario de comportamiento de las principales variables exógenas y una descripción de la posible respuesta sectorial. Así mismo, contiene un anexo estadístico con los Balances Energéticos Proyectados y la relación de algunas variables económicas necesarias en los diferentes modelos que se emplean. Por último, hay un anexo que esquematiza la metodología general de proyección; respecto a este punto es bueno indicar que se han combinado múltiples aspectos que dificultan la exposición y, con toda seguridad, la comprensión de ella.

Aspiramos hacer anualmente esta simulación y los ajustes metodológicos válidos, de manera que se disponga de una herramienta de tipo global y de un marco general actualizado para el ajuste de los modelos específicos y particulares que, en definitiva, son los que soportan la toma de decisiones.

Somos conscientes del error que puede llevar una proyección a tan largo plazo, pero el lector comprenderá que el espíritu del trabajo es iniciar el análisis de alternativas para ese futuro, aparentemente remoto, y un programa exploratorio de hidrocarburos, que por lo menos impidan el descenso en la producción interna e importaciones a un mayor costo que el

2. RESUMEN
Las principales indicaciones que surgen de este trabajo giran en torno a la posibilidad de una crisis financiera permanente

El presente documento es el resultado de un trabajo conjunto de los miembros del Comité de Energía y el Comité de Hidrocarburos, con el apoyo de la Oficina de Estudios Económicos y Sociales del Ministerio de Minas y Energía.

PRESENTACION

El presente documento es el resultado de un trabajo conjunto de los miembros del Comité de Energía y el Comité de Hidrocarburos, con el apoyo de la Oficina de Estudios Económicos y Sociales del Ministerio de Minas y Energía. El documento tiene como objetivo principal presentar una visión general de la situación energética y de hidrocarburos en Colombia, así como las perspectivas futuras. El documento está dividido en tres partes: la primera describe la situación actual, la segunda analiza las perspectivas futuras y la tercera presenta las conclusiones y recomendaciones.

En el documento se analizan los resultados obtenidos, se incluye un resumen general, una síntesis del escenario de largo plazo de las principales variables externas y una descripción de las principales respuestas sectoriales. Así mismo, se incluye un anexo estadístico con los Balances Energéticos y la relación de algunas variables económicas. Finalmente, se presentan algunos modelos que se emplean por último, un anexo que resume la metodología general de los modelos, respecto a este punto es bueno indicar que se han considerado algunos aspectos que dificultan la exposición y, con toda seguridad, la comprensión de ella.

Además, se hace énfasis en la simulación y los ajustes metodológicos válidos, de manera que se disponga de una metodología de tipo global y de un marco general actualizado para el ajuste de los modelos específicos y particulares que, en definitiva, son los que sustentan la toma de decisiones.

Como consecuencia de lo anterior, se puede afirmar que la proyección a largo plazo, para el sector energético, es el resultado de un análisis de alternativas para ese futuro, que se inicia en el presente y que se desarrolla de manera gradualmente.

RESUMEN

Las principales indicaciones que surgen de este trabajo giran en torno a la necesidad de una política energética que permita el desarrollo del sector energético y de hidrocarburos, así como la mejora de la eficiencia energética.

dentro del sector energético. En efecto, al término de este documento se podrá apreciar un déficit anual cercano a los US\$1.252 millones en los próximos 20 años, originándose en 80% en el subsector eléctrico y el resto en el de Hidrocarburos.

Esa cifra surge de un proceso metodológico que en primer término acoge una política de precios internos y las expectativas de precios externos. A partir de esto, y en su orden, genera un escenario de demanda energética y uno de oferta según los programas básicos ya definidos por el mismo sector. Con estos resultados se produce un flujo de fondos preliminar que arroja la cifra mencionada.

En términos cuantitativos el supuesto planteado incluye una política que incrementaría los precios internos de la energía comercial en 0.5% anual y expectativas de un precio de petróleo de US\$16 de 1989 por barril y de US\$30 por tonelada de carbón, con incrementos reales anuales del 0.5% para este último, lo que equivaldría y determinaría en dólares corrientes precios de US\$36 y US\$70 en el año 2010 para el petróleo y carbón respectivamente.

La política interna mencionada, que incluye incrementos netos del 1.3% para el petróleo y derivados, cerca del 1% para la electricidad y reducciones posibles en carbón y gas natural para un abastecimiento regional, determinaría un crecimiento del 4.5% en el consumo energético comercial, guardando una relación unitaria con la dinámica asumida para el Producto Interno Bruto.

En lo relativo a oferta se han incluido los principales programas previstos preliminarmente por el sector energético, excepción hecha de una posible refinería. Por ejemplo, se incluyen el Programa de Producción de "ECOPETROL 2000" con base en unas reservas por descubrir, el reciente Programa de Expansión Eléctrica, adicionado en 600 MW térmicos que permitirían una adecuada generación hasta el año 2010, y las producciones de carbón en el Proyecto Cerrejón Zona Norte, La Loma, la reapertura del Cerrejón Central y un crecimiento racional de la minería tradicional. Así mismo, la metodología insinúa una mayor utilización de energías no comerciales en los sectores productivos y, por consideraciones demográficas, esboza un menor consumo de estas fuentes en el sector residencial, con un resultado neto a largo plazo de pérdida de participación de ellas en la estructura de consumo proyectada.

Un punto que debe llamar la atención es la situación planteada tiene varias causas y permite hipótesis sobre consecuencias y posibilidades. Con respecto a las primeras es indudable que son cuatro las fundamentales: En primer término es relevante la necesidad de desarrollar la ampliación de la capacidad de refinación y un programa exploratorio de hidrocarburos, que por lo menos impidan el descenso en la producción interna e importaciones a un mayor costo que el derivado de una actividad nacional e interna; otra se relaciona con la inadecuada política que se tuvo sobre los precios internos; la tercera se vincula con la evolución de los términos de intercambio, y la cuarta está en el comportamiento que por

fuera del contexto económico ha tenido el sector financiero internacional.

En lo pertinente a consecuencias es relevante la responsabilidad que adquirió directamente el Estado sobre deuda externa, y la que seguramente deberá asumir en el próximo futuro, principalmente por la estructura de liquidez y solidez en del sector eléctrico, en detrimento de mayores posibilidades de políticas sociales y del mejor manejo macroeconómico general, así como también la utilización antieconómica de muchos recursos.

Del análisis de las causas y las consecuencias surgen las posibilidades y propuestas. La alternativa más expedita y urgente es la definición sobre la necesidad de ampliación de la capacidad de refinación, la cual para el año 2010 estará cercana a 200.000 bd; también es importante entrar a definir el programa de exploración que permita el autoabastecimiento permanente. Indudablemente que en segunda instancia llama la atención un manejo más drástico de la política de precios internos: en nuestra opinión ella no debería ser mucho mayor a la ya considerada y con la cual se logrará estabilizar la relación de los precios internos con los de oportunidad; ella implica incrementos entre el 0.8% y 1.1% anual para los diferentes sectores, excluyendo el industrial que se beneficiaría con una reducción, sin que deje de pagar el real costo de suministro. También es deseable que los países desarrollados permitan la evolución de la relación de los términos de intercambio según las tendencias de mercado y no como ha ocurrido, con el direccionamiento de ellas por medio de un sistema financiero y por aspectos cualitativos en los regímenes arancelarios y comerciales internacionales. Sobre este particular y en relación a nuestras posibilidades de exportación es bueno insinuar un estudio más profundo sobre la comercialización del carbón en América Latina y el tercer mundo, pues dada la alta probabilidad de que las condiciones económicas internacionales se supuesten, él será el camino viable de consumo energético que nosotros tendremos.

Una posibilidad adicional se ubica en la planeación de la administración sectorial. Sobre este tópico se puede anotar que la evolución de los gastos de administración y operación deben ser concordantes con los volúmenes de ventas. Por tal razón la dimensión de las entidades estatales debe seguir este derrotero.

Un punto que debe llamar la atención y las decisiones sectoriales se relaciona con el fortalecimiento de la investigación para nuevas formas de uso de carbón y de las fuentes renovables de energía. Esta debería ser una actividad financiada por el Estado, desarrollada por las Universidades, y comercializada, dentro de acuerdos específicos, por el sector privado. Como se ha visto, una de las bases fundamentales de la metodología empleada y del resorte del Gobierno es la política interna de precios sobre la cual es procedente la siguiente explicación ampliada.

La política de precios y tarifas sectoriales históricamente se definió primordialmente por necesidades financieras de las empresas que participan en la oferta interna y, sólo en 1986 se iniciaron intentos por vincular a ella de manera general los aspectos económicos que garantizan el desarrollo armónico de recursos. Esta última parte del proceso se origina con una mayor participación del Gobierno en la formulación de ella, y del Legislativo en la definición del marco general.

Como resultado de esta evolución histórica y por el comportamiento reciente de los precios internacionales de hidrocarburos, en 1989, con amplias dispersiones sectoriales y subsectoriales, los precios internos de energía consumida en el país no superarán el 90% de los de su oportunidad, de donde se deduce que el Estado transferirá y subsidiará cerca del 10% del precio. Esta última cifra en lo relativo a hidrocarburos seguramente será 30% y en electricidad 15%. Coyunturalmente la situación es permisible, pero para el mediano y largo plazo exige políticas que coordinen adecuada y racionalmente la dinámica y necesidades de los diferentes agentes económicos.

Los precios del petróleo han determinado la evolución general del costo de energía. Si supusiéramos que ellos se estabilizan en US\$16 por barril y que en el futuro habrá una inflación externa del 4% anual, la política de precios y tarifas debería definirse por la combinación de dos parámetros básicos, considerados a la luz de la progresiva integración de la economía nacional con los mercados internacionales. Ellos son:

-Relación de los precios internos con los de oportunidad.
-Tiempo para alcanzar esa relación.

La política de precios y tarifas sectoriales históricamente se definió primordialmente por necesidades financieras de las empresas que participan en la oferta interna y, sólo en 1986 se iniciaron intentos por vincular a ella de manera general los aspectos económicos que garantizan el desarrollo armónico de recursos. Esta última parte del proceso se origina con una mayor participación del Gobierno en la formulación de ella, y del Legislativo en la definición del marco general.

Como resultado de esta evolución histórica y por el comportamiento reciente de los precios internacionales de hidrocarburos, en 1989, con amplias dispersiones sectoriales y subsectoriales, los precios internos de energía consumida en el país no superarán el 90% de los de su oportunidad, de donde se deduce que el Estado transferirá y subsidiará cerca del 10% del precio. Esta última cifra en lo relativo a hidrocarburos seguramente será 30% y en electricidad 15%. Coyunturalmente la situación es permisible, pero para el mediano y largo plazo exige políticas que coordinen adecuada y racionalmente la dinámica y necesidades de los diferentes agentes económicos.

Los precios del petróleo han determinado la evolución general del costo de energía. Si supusiéramos que ellos se estabilizan en US\$16 por barril y que en el futuro habrá una inflación externa del 4% anual, la política de precios y tarifas debería definirse por la combinación de dos parámetros básicos, considerados a la luz de la progresiva integración de la economía nacional con los mercados internacionales. Ellos son:

-Relación de los precios internos con los de oportunidad.
-Tiempo para alcanzar esa relación.

Una segunda alternativa, que calificamos de mínima adecuada, conservaría la actual relación y, en este caso, el ejercicio mostraría el índice ya anotado, que está cercano a la mitad del incremento observado en lo corrido de los años 80 y donde se incluyeron aumentos relacionados con una amplia importación de hidrocarburos a precios bastante altos. Las consideraciones particulares que incluye esa cifra respecto a fuentes energéticas son los de incrementar anualmente los precios de los hidrocarburos en 1.3% y la electricidad en 0.9%, y bajar los del gas natural y el carbón en 0.8% y 1.5%. Estos porcentajes se refieren a resultados netos, pero como es obvio implican tratamientos diferenciales a nivel de subsectores y sectores

El primer aspecto que se debe considerar es el impacto de la alternativa de precios en la estructura económica y en el nivel de vida de la población. En este sentido, se debe tener en cuenta que la alternativa de precios que se propone implica un aumento de los precios de los servicios energéticos, lo que podría afectar el nivel de vida de la población, especialmente en las zonas de menor ingreso.

En segundo lugar, se debe considerar el impacto de la alternativa de precios en el sector industrial. El aumento de los precios de los servicios energéticos podría afectar el nivel de producción y el nivel de empleo en el sector industrial, lo que podría tener un impacto negativo en el nivel de vida de la población.

En tercer lugar, se debe considerar el impacto de la alternativa de precios en el sector residencial. El aumento de los precios de los servicios energéticos podría afectar el nivel de consumo de energía en el sector residencial, lo que podría tener un impacto negativo en el nivel de vida de la población.

Además, se debe considerar el impacto de la alternativa de precios en el sector agrícola. El aumento de los precios de los servicios energéticos podría afectar el nivel de producción y el nivel de empleo en el sector agrícola, lo que podría tener un impacto negativo en el nivel de vida de la población.

En conclusión, la alternativa de precios que se propone implica un aumento de los precios de los servicios energéticos, lo que podría tener un impacto negativo en el nivel de vida de la población, especialmente en las zonas de menor ingreso. Por lo tanto, se debe considerar cuidadosamente el impacto de esta alternativa de precios en el nivel de vida de la población.

Una segunda alternativa que se debe considerar es la de mantener los precios de los servicios energéticos en su nivel actual. Esta alternativa tiene el inconveniente de que no permite el desarrollo de un sector energético eficiente y moderno, lo que podría afectar el nivel de vida de la población a largo plazo.

buscando la identificación con los costos de largo plazo, según lo planteado en el cuadro No. 11.

Algunos de los resultados adicionales que generaría esta alternativa son los siguientes:

- Se limitarían las posibilidades de transporte y suministro de los energéticos a gran distancia.

- La participación de las gas natural y del carbón en el consumo final de los sectores diferentes del energético se elevaría en más del 50% de los servicios; la participación de la electricidad con el mejor estar de los colombianos.

- El consumo de electricidad se haría más racional, principalmente en el sector residencial, y crecería a una tasa media del 5.5%. Este porcentaje se refiere a generación y no a potencia; es seguro que para esto último el crecimiento sería menor en razón a los procesos sustitutivos en cocción y calentamiento de agua que tenderían a elevar el factor de carga.

- Los precios de la energía crecerían para los sectores "Otros", residencial, transporte, energético y agrícola en 1.5%, 0.8%, 0.6%, 0.2% respectivamente, y disminuiría en 1% para el sector Industrial, contribuyendo a volverlo más competitivo.

La implementación de una alternativa de precios como la expuesta debe considerar otros aspectos de fundamental trascendencia como son los siguientes:

El primer aspecto que se debe considerar es el impacto de la alternativa de precios en la estructura económica y en el nivel de vida de la población. En este sentido, se debe tener en cuenta que la alternativa de precios que se propone implica un aumento de los precios de los servicios energéticos, lo que podría afectar el nivel de vida de la población, especialmente en las zonas de menor ingreso.

- Los otros mercados energéticos, principalmente por transporte y vivienda, también variarían sustancialmente. Según las tendencias de población, en la primera década del próximo siglo la Costa Atlántica y Bogotá tendrán por partes iguales el 50% de la población nacional; actualmente la participación es de 20% y 18% respectivamente.

Además de lo expuesto anteriormente el trabajo realizado incorpora algunas otras consideraciones socioeconómicas que describimos sucintamente a continuación.

Es indudable que Colombia tuvo durante la última década situaciones más favorables que la mayoría de países en vías de desarrollo. Varios son los factores que se aprovecharon y contribuyeron a esta ventajosa evolución.

El primer término es necesario citar que el crecimiento de la población se situó en 1.7% anual, lo que ha llamado la atención de todas las instituciones vinculadas al país y a su desarrollo. Ella incluye dos tendencias que, aunque conocidas, no se han tenido en cuenta en su real dimensión, sobre todo para los aspectos de oferta de servicios; la primera es el crecimiento de la población urbana en 3% anual, acompañada, por complemento, de un descenso del 1% en la población rural. En el caso colombiano esto además de explicarse por la industrialización, también obedece a situaciones de orden público que presionan una mayor ampliación de los servicios; la segunda tendencia se relaciona con el mejor estar de los colombianos derivado de la favorable relación entre la tasa de crecimiento económico y de población, lo que se ha traducido obviamente en un crecimiento importante del número de viviendas y de usuarios.

El segundo factor se relaciona con el crecimiento económico. Se observó durante el período 84-87 que el Producto Interno Bruto creció en torno a 4% anual, principalmente por la dinámica de la minería, las comunicaciones y en general de todos los componentes del sector terciario. Dentro de este crecimiento económico es importante resaltar que la infraestructura productiva que había estado subutilizada en el primer quinquenio de los años ochenta, llegó en 1987 a tener una aceptable ocupación, lo cual permitió una disminución en la tasa de desempleo, aunque con una reducción real de los salarios en torno al 1% anual durante los últimos 5 años.

El tercer factor tiene relación con la autosuficiencia energética; en este campo deben subrayarse dos aspectos trascendentales para esa evolución y para el comportamiento aceptable de la economía nacional. Este éxito sectorial le permitió al país menores erogaciones por importación de hidrocarburos y generación de divisas, que permiten cubrir gran parte de los compromisos de crédito adquiridos para su desarrollo y, en el futuro de largo plazo, contribuirán a las estrategias de desarrollo económico.

Un factor adicional se relaciona con la diversificación económica en general, lo cual le permite al país una mayor estabilidad en coyunturas específicas futuras. Vale la pena resaltar por ejemplo lo siguiente: el sector agrícola además de reducir su participación pasó a depender menos del café y fortaleció la contribución de productos como el banano, la soya y la ganadería; el sector industrial, que se caracteriza en los países en vía de desarrollo por depender de la minería no metálica, se vio fortalecido por el resurgimiento de los textiles, crecimiento importante en alimentos procesados, minería metálica y, tal vez lo más importante, por un aumento acelerado de los químicos. En el resto de la economía son trascendentales los crecimientos observados en la comunicación y el sector de electricidad, gas y agua.

El primer término es necesario citar que el crecimiento de la población se situó en 1.7% anual, lo que ha llamado la atención de todas las instituciones vinculadas al país y a su desarrollo. Ella incluye dos tendencias que, aunque conocidas, no se han tenido en cuenta en su real dimensión, sobre todo para los aspectos de oferta de servicios; la primera es el crecimiento de la población urbana en 3% anual, acompañada, por complemento, de un descenso del 1% en la población rural. En el caso colombiano esto además de explicarse por la industrialización, también obedece a situaciones de orden público que presionan una mayor ampliación de los servicios; la segunda tendencia se relaciona con el mejor estar de los colombianos derivado de la favorable relación entre la tasa de crecimiento económico y de población, lo que se ha traducido obviamente en un crecimiento importante del número de viviendas y de usuarios.

El segundo factor se relaciona con el crecimiento económico. Se observó durante el período 84-87 que el Producto Interno Bruto creció en torno a 4% anual, principalmente por la dinámica de la minería, las comunicaciones y en general de todos los componentes del sector terciario. Dentro de este crecimiento económico es importante resaltar que la infraestructura productiva que había estado subutilizada en el primer quinquenio de los años ochenta, llegó en 1987 a tener una aceptable ocupación, lo cual permitió una disminución en la tasa de desempleo, aunque con una reducción real de los salarios en torno al 1% anual durante los últimos 5 años.

El tercer factor tiene relación con la autosuficiencia energética; en este campo deben subrayarse dos aspectos trascendentales para esa evolución y para el comportamiento aceptable de la economía nacional. Este éxito sectorial le permitió al país menores erogaciones por importación de hidrocarburos y generación de divisas, que permiten cubrir gran parte de los compromisos de crédito adquiridos para su desarrollo y, en el futuro de largo plazo, contribuirán a las estrategias de desarrollo económico.

Un factor adicional se relaciona con la diversificación económica en general, lo cual le permite al país una mayor estabilidad en coyunturas específicas futuras. Vale la pena resaltar por ejemplo lo siguiente: el sector agrícola además de reducir su participación pasó a depender menos del café y fortaleció la contribución de productos como el banano, la soya y la ganadería; el sector industrial, que se caracteriza en los países en vía de desarrollo por depender de la minería no metálica, se vio fortalecido por el resurgimiento de los textiles, crecimiento importante en alimentos procesados, minería metálica y, tal vez lo más importante, por un aumento acelerado de los químicos. En el resto de la economía son trascendentales los crecimientos observados en la comunicación y el sector de electricidad, gas y agua.

7. CONCLUSIONES

1- Se estima que la economía nacional crecerá en torno al 4.5%. Para alcanzar esta cifra el manejo de la demanda interna será fundamental, exigiendo un dinamismo importante de todas las áreas económicas, incluidos los del sector terciario. También será importante para lograr ese objetivo como mínimo mantener la relación Exportaciones\PIB.

2- Se deduce entonces que el comportamiento del sector energético será fundamental para el desarrollo económico nacional, tanto en la parte del suministro energético como en la de exportación.

3- Para que el sector energético pueda contribuir adecuadamente a estas expectativas se hace necesario un ajuste general, que por un lado mejore la administración y la eficiencia de operación, y por el otro consolide políticas acordadas para el desarrollo económico de recursos, sin perder de vista el entorno económico.

4- En lo relativo al ajuste general el subsector eléctrico ya ha tenido importantes avances que deben fortalecerse y en lo posible motivar a todo el sector a elevar su eficiencia.

5- En lo concerniente a políticas para el desarrollo económico es indudable que en primera instancia es necesario definir y mantener una política consecuente de precios internos. Así mismo es necesario tomar decisiones encaminadas a sustituir las importaciones energéticas.

6- Con toda seguridad el gas natural es el energético atractivo a corto y mediano plazo, pero el carbón y las fuentes no convencionales son nuestra permanente alternativa energética.

CONCLUSIONES

El sector eléctrico en Chile, al igual que en otros países de América Latina, ha experimentado un proceso de transformación estructural que ha permitido el desarrollo de un sistema eléctrico moderno y eficiente. Este proceso ha sido el resultado de una serie de medidas adoptadas por el gobierno y el sector privado, que han permitido la expansión de la capacidad de generación y la mejora de la calidad del servicio.

En el futuro, se espera que el sector eléctrico siga experimentando un crecimiento sostenido, impulsado por la demanda creciente de energía eléctrica en Chile y en el extranjero. Para ello, es necesario continuar con las reformas estructurales y promover la inversión en nuevas tecnologías de generación y transmisión.

En el futuro, se espera que el sector eléctrico siga experimentando un crecimiento sostenido, impulsado por la demanda creciente de energía eléctrica en Chile y en el extranjero. Para ello, es necesario continuar con las reformas estructurales y promover la inversión en nuevas tecnologías de generación y transmisión.

En el futuro, se espera que el sector eléctrico siga experimentando un crecimiento sostenido, impulsado por la demanda creciente de energía eléctrica en Chile y en el extranjero. Para ello, es necesario continuar con las reformas estructurales y promover la inversión en nuevas tecnologías de generación y transmisión.

En el futuro, se espera que el sector eléctrico siga experimentando un crecimiento sostenido, impulsado por la demanda creciente de energía eléctrica en Chile y en el extranjero. Para ello, es necesario continuar con las reformas estructurales y promover la inversión en nuevas tecnologías de generación y transmisión.

BALANCES DE ENERGIA 1986 - 1988

ANEXO No. 3

Table with multiple columns and rows, likely representing energy balance data for 1986-1988. The table is partially obscured by the page fold and contains numerical data in various columns.

SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS

BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO

Año: 1986

ENERGETICOS	ENERGIA PRIMARIA							ENERGIA SECUNDARIA											
	HE	GM	PT	CM	LE	BZ	RC	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	PO	NE	CQ	CL	GI	
UNIDADES ORIGINALES	GWH	MMPC	MBBL	MTON	MTON	MTON	TCAL	GWH	MBBL	MBBL	MBBL	MBBL	MBBL	MBBL	MTON	MTON	TCAL		
.Centrales Hidroelectricas	*	*	*	*	*	*	*	21357.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centrales Termicas	*	*	*	*	*	*	*	6371.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Autoprodutores	*	*	*	*	*	*	*	1931.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centros Tratamiento de Gas	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	1389.3	720.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Refinerias	*	*	*	*	*	*	*	0.0	1866.9	3201.7	26479.2	6038.0	11535.8	27782.0	964.4	0.0	0.0	0.0	0.0
.Coquerias	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	377.0	0.0	0.0	507.8
.Altos Hornos	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	742.9
.Carboneras	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.0	0.0	0.0
1.1 Produccion	26475.1	172632.1	109952.7	10800.0	10561.2	6451.3	1379.2	29659.8	1866.9	4591.0	27199.3	6038.0	11535.8	27782.0	964.4	377.0	93.0	1250.7	
1.2 Importaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	7663.2	0.0	0.0	0.0	291.8	0.0	0.0	0.0	0.0
1.3 Exportaciones	0.0	0.0	31310.0	6113.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	891.0	0.0	19189.7	0.0	36.0	0.0	0.0	0.0
1.4 Variacion de Inventarios	678.2	0.0	373.8	-225.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	263.9	13.8	89.1	115.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.5 No Aprovechado	535.1	20699.3	0.0	152.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.6 Perdidas	0.0	0.0	7.0	105.5	0.0	0.0	0.0	4687.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	90.8
1 OFERTA INTERNA	25261.8	151932.8	78261.9	4655.1	10561.2	6451.3	1379.2	24977.8	1866.9	4590.0	34596.4	5133.2	11446.7	8476.7	1256.2	341.0	93.0	1159.9	
AJUSTE	0.0	-7065.5	2419.7	221.7	0.0	0.0	0.0	1274.5	0.0	0.0	-187.4	362.8	907.8	-62.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2 DEMANDA INTERNA	25261.8	158998.3	75842.2	4433.4	10561.2	6451.3	1379.2	23703.3	1866.9	4590.0	34783.8	4770.4	10538.9	8539.0	1256.2	341.0	93.0	1159.9	
2.1 Consumo Propio	0.0	15633.9	230.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1360.2	1866.9	21.1	16.5	11.6	81.6	218.8	81.7	0.0	0.0	0.0	442.6
2.2 Transf/Reciclo/Perd.Transf	25261.8	108866.9	73064.1	1762.6	419.7	395.4	109.7	0.0	0.0	241.2	112.5	0.0	229.1	7502.9	0.0	230.1	0.0	0.0	333.5
.Centrales Hidroelectricas	24969.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centrales Termicas	0.0	58186.5	48.0	931.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	200.0	26.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Autoprodutores	292.8	13713.8	46.2	240.7	0.0	395.4	109.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.1	139.6	0.0	0.0	0.0	0.0	333.5
.Centros Tratamiento de gas	0.0	4434.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Refinerias	0.0	32532.6	72969.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	241.2	112.5	0.0	0.0	7336.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Coquerias	0.0	0.0	0.0	590.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Altos Hornos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.1	0.0	0.0	0.0
.Carboneras	0.0	0.0	0.0	0.0	419.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.3 Consumo Final	0.0	34497.5	2547.6	2670.8	10141.5	6055.9	1269.5	22343.1	0.0	4327.7	34654.8	4758.8	10228.2	817.3	1174.5	110.9	93.0	383.8	
.Residencial	0.0	1576.6	0.0	269.8	9032.5	0.0	0.0	9864.3	0.0	3728.3	1700.5	587.4	0.0	0.0	0.0	0.0	90.3	0.0	0.0
.Comercial y Publico	0.0	29.9	85.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5145.7	0.0	495.9	0.0	631.1	715.5	51.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Industrias	0.0	32891.0	2347.9	2397.7	30.6	3763.1	953.7	6675.9	0.0	103.5	0.0	412.8	793.6	626.5	0.0	110.9	2.7	383.8	0.0
.Transporte	0.0	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0	31831.8	3125.7	5648.6	120.4	421.2	0.0	0.0	0.0	0.0
.Agropecuario	0.0	0.0	3.7	0.0	1078.4	2292.8	315.8	41.0	0.0	0.0	50.0	0.0	1732.9	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Construcciones	0.0	0.0	27.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	133.0	1.8	720.8	8.2	753.3	0.0	0.0	0.0	0.0
.No Identificados	0.0	0.0	83.6	0.0	0.0	0.0	0.0	613.0	0.0	0.0	939.5	0.0	616.8	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.3.1 Consumo Util	0.0	24835.6	1423.1	1628.1	1182.5	3051.6	1035.7	18029.4	0.0	2988.2	5722.2	1461.2	2770.8	487.0	1174.5	44.5	11.7	164.3	
.Residencial	0.0	1103.6	0.0	18.9	903.2	0.0	0.0	7891.4	0.0	2423.4	850.3	205.6	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0
.Comercial y Publico	0.0	20.9	85.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4116.6	0.0	495.9	0.0	470.2	535.9	38.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Industrial	0.0	23711.1	1297.4	1608.9	9.7	2478.4	719.9	5535.7	0.0	68.9	0.0	222.5	441.1	424.3	0.0	44.5	2.7	164.3	0.0
.Transporte	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	3.2	0.0	0.0	4624.0	562.6	1012.2	8.6	421.2	0.0	0.0	0.0	0.0
.Agropecuario	0.0	0.0	3.7	0.0	269.6	573.2	315.8	22.4	0.0	0.0	7.5	0.0	410.3	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Construcciones	0.0	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.3	0.3	133.3	8.2	753.3	0.0	0.0	0.0	0.0
.No Identificado	0.0	0.0	31.5	0.0	0.0	0.0	0.0	460.1	0.0	0.0	221.1	0.0	238.0	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.3.2 Perdidas Consumo	0.0	9661.9	1124.5	1042.7	8959.0	3004.3	233.8	4313.7	0.0	1339.5	28932.6	3297.6	7457.4	330.3	0.0	66.4	81.3	219.5	

ANEXO NO 3

BALANCES DE ENERGIA 1986 - 1986

Main energy balance table with columns for Energy Primary (HE, GN, PT, CM, LE, BZ, RC, Total) and Energy Secondary (EE, GR, GL, GM, KJ, DO, FO, NE, CQ, CL, GI, TOTAL, TOTAL). Rows include Teracalorias (E.P.), production, imports, exports, and various consumption categories like residential, industrial, and transport.

Summary table with multiple columns and rows, likely representing aggregated data or a secondary level of detail for the energy balance components.

REPUBLICA DE COLOMBIA																		
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA																		
SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS																		
BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO																		
Año: 1987																		
ENERGETICOS	ENERGIA PRIMARIA							ENERGIA SECUNDARIA										
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	EE	GR	BL	GM	KJ	DO	FO	NE	CO	CL	GI
UNIDADES ORIGINALES	GMH	MPC	KBBL	KTON	KTON	KTON	TCAL	GMH	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KTON	KTON	TCAL
.Centrales Hidroelectricas	*	*	*	*	*	*	*	21293.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centrales Termicas	*	*	*	*	*	*	*	8257.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Autoprodutores	*	*	*	*	*	*	*	1533.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centros Tratamiento de Gas	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	833.9	762.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Refinerias	*	*	*	*	*	*	*	0.0	2410.6	3462.3	30286.5	5816.0	14056.3	23641.1	1596.0	0.0	0.0	0.0
.Coquerias	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Altos Hornos	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Carboneras	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.1 Produccion	27884.0	174032.9	140253.9	14594.0	10721.7	6885.0	1447.3	31103.0	2410.6	4296.2	31049.2	5816.0	14056.3	23641.1	1596.0	387.7	97.7	1534.7
1.2 Importaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4688.0	0.0	0.0	136.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.3 Exportaciones	0.0	0.0	53310.0	10277.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	902.0	2373.1	21396.0	0.0	38.5	0.0	0.0
1.4 Variacion de Inventarios	1434.0	0.0	205.4	-772.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	-131.6	0.4	-113.3	0.0	0.0	0.0	0.0
1.5 No Aprovechado	892.0	18101.7	0.0	145.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.6 Perdidas	0.0	0.0	22.3	152.6	0.0	0.0	0.0	4914.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	110.4
1 OFERTA INTERNA	25558.0	155931.2	86716.2	4791.4	10721.7	6885.0	1447.3	26189.0	2410.6	4294.1	35868.8	4913.6	11816.4	2358.4	1732.0	349.2	97.7	1424.3
AJUSTE	0.0	-6019.0	341.4	-191.2	0.0	0.0	0.0	-0.0	1885.6	0.0	-175.8	-981.1	-116.5	-319.2	-0.0	0.0	0.0	0.0
2 DEMANDA INTERNA	25558.0	161950.2	86374.8	4982.6	10721.7	6885.0	1447.3	24303.4	2410.6	4469.9	36849.9	5030.1	12135.6	2202.5	1732.0	349.2	97.7	1424.3
2.1 Consumo Propio	0.0	13342.0	513.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1406.0	2410.6	0.0	14.9	5.5	54.6	404.6	25.9	0.0	0.0	491.2
2.2 Transf/Reciclo/Perd.Transf	25558.0	109746.3	81729.3	2010.0	429.0	282.0	78.0	0.0	0.0	211.0	120.0	0.0	233.2	817.6	0.0	230.0	0.0	245.0
.Centrales Hidroelectricas	25349.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centrales Termicas	0.0	63002.0	50.1	1227.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	210.0	40.1	0.0	0.0	0.0	0.0
.Autoprodutores	209.0	13106.6	33.0	220.0	0.0	282.0	78.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	123.6	0.0	0.0	245.0
.Centros Tratamiento de gas	0.0	3233.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Refinerias	0.0	30403.8	81646.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	211.0	120.0	0.0	0.0	0.0	553.9	0.0	0.0	0.0	0.0
.Coquerias	0.0	0.0	0.0	563.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Altos Hornos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Carboneras	0.0	0.0	0.0	0.0	429.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	230.0	0.0	0.0
2.3 Consumo Final	0.0	38861.9	4132.2	2972.6	10292.7	6603.0	1369.3	22897.4	0.0	4258.9	36715.0	5024.6	11847.8	980.3	1706.1	119.2	97.7	688.1
.Residencial	0.0	2545.7	0.0	272.7	9107.0	0.0	0.0	10577.2	0.0	3895.5	1616.7	1060.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	95.0
.Comercial y Publico	0.0	48.3	60.6	0.0	0.0	0.0	0.0	4469.4	0.0	293.5	0.0	86.9	981.8	79.6	0.0	0.0	0.0	0.0
.Industrias	0.0	36267.9	3714.5	2696.0	31.3	4407.6	1031.1	7453.6	0.0	69.9	0.0	512.3	884.4	438.7	0.0	119.2	2.7	688.1
.Transporte	0.0	0.0	0.0	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Agropecuaria	0.0	0.0	9.9	0.0	1154.4	2195.4	338.2	43.9	0.0	0.0	45.0	0.0	1800.5	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0
.Construcciones	0.0	0.0	31.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.4	4.1	419.9	37.3	1089.5	0.0	0.0	0.0
.No Identificados	0.0	0.0	316.1	0.0	0.0	0.0	0.0	349.8	0.0	0.0	495.6	0.0	2693.5	104.5	0.0	0.0	0.0	0.0
2.3.1 Consumo Util	0.0	27961.3	2221.0	1828.5	1209.3	3451.7	1116.5	18510.8	0.0	2769.4	5942.6	1318.1	3677.8	471.4	1706.1	47.9	12.2	294.6
.Residencial	0.0	1782.0	0.0	19.1	910.7	0.0	0.0	8461.8	0.0	2532.1	808.4	371.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.5
.Comercial y Publico	0.0	33.8	33.3	0.0	0.0	0.0	0.0	3575.5	0.0	190.8	0.0	65.1	735.4	59.6	0.0	0.0	0.0	0.0
.Industrial	0.0	26145.5	2052.6	1809.0	10.0	2902.8	778.3	6180.5	0.0	46.5	0.0	276.1	491.5	297.1	0.0	47.9	2.7	294.6
.Transporte	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	4998.3	604.9	907.6	21.8	616.6	0.0	0.0	0.0
.Agropecuaria	0.0	0.0	9.9	0.0	288.6	548.9	338.2	27.7	0.0	0.0	6.8	0.0	426.2	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0
.Construcciones	0.0	0.0	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.5	0.8	77.7	27.9	1089.5	0.0	0.0	0.0
.No Identificado	0.0	0.0	118.9	0.0	0.0	0.0	0.0	262.6	0.0	0.0	116.6	0.0	1039.4	58.7	0.0	0.0	0.0	0.0
2.3.2 Perdidas Consumo	0.0	10900.6	1911.2	1144.1	9083.4	3151.3	252.8	4386.6	0.0	1489.5	30772.4	3706.5	8170.0	508.9	0.0	71.3	85.5	393.5

MPC:MILLON DE PIES CUBICOS. KTON:MILES DE TONELADAS. KBBL:MILES DE BARRILES. TCAL:BILLON DE CALORIAS

ENERGETICOS	ENERGIA PRIMARIA								ENERGIA SECUNDARIA								Año: 1987					
	HE	GN	PT	CN	LE	BZ	RC	I	EE	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CO	CL	GI	TOTAL	TOTAL	
1 CONSUMO INDUSTRIAL	0.0	8486.7	5497.5	17524.0	112.7	8021.8	1031.1	40673.8	6410.1	0.0	66.4	0.0	681.4	1220.5	649.3	0.0	572.2	17.6	688.1	10305.4	50979.2	
..Alimentos Bebida y Tabaco	0.0	539.4	1449.8	1209.0	20.5	7640.7	0.5	10859.9	1173.0	0.0	19.9	0.0	39.0	201.2	232.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1665.4	12525.4	
..Textil y Confecciones	0.0	59.4	575.6	1319.5	0.0	0.0	5.9	1960.4	730.7	0.0	5.2	0.0	53.5	137.2	18.2	0.0	0.0	0.0	0.0	944.7	2905.1	
..Calzado y Cueros	0.0	29.4	81.5	0.0	0.0	0.0	0.0	111.0	54.9	0.0	0.1	0.0	0.8	2.3	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	60.2	171.1	
..Maderas y Muebles	0.0	145.9	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	150.4	55.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	94.7	2905.1	
..Papel e Imprenta	0.0	411.9	348.5	2333.5	0.0	0.0	0.0	4406.2	580.2	0.0	3.1	0.0	6.1	12.7	67.3	0.0	0.0	0.0	0.0	64.2	214.7	
..Quimicos	0.0	3576.1	486.3	734.5	0.0	0.0	0.0	93.5	4890.4	1379.4	0.0	4.2	0.0	84.2	172.9	0.0	0.0	0.0	0.0	669.4	5075.7	
..Cemento	0.0	3031.4	216.4	6168.5	0.0	0.0	0.0	9416.3	702.0	0.0	21.4	0.0	0.8	93.0	130.2	0.0	0.0	17.6	0.0	1788.5	6678.9	
..Piedras Vidrio y Ceramicas	0.0	113.9	1016.8	4023.5	89.6	0.0	0.0	5243.8	200.3	0.0	10.8	0.0	349.3	62.2	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	821.2	10237.5	
..Hierro Acero y No Ferrosos	0.0	250.2	347.4	292.5	1.1	0.0	0.0	891.1	1110.5	0.0	1.7	0.0	58.0	144.6	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	629.0	5872.8	
..Maquinaria y Equipos	0.0	291.3	772.6	0.0	1.4	0.0	0.0	1065.3	386.0	0.0	0.0	0.0	3.9	61.3	0.0	0.0	566.9	0.0	688.1	2569.8	3460.9	
..Otros	0.0	37.8	198.0	1443.0	0.0	0.0	0.0	1678.9	37.3	0.0	0.0	0.0	85.9	324.6	188.7	0.0	0.0	0.0	0.0	456.4	1521.7	
2 CONSUMO TRANSPORTE	0.0	0.0	0.0	25.3	0.0	0.0	0.0	25.3	3.0	0.0	0.0	0.0	42055.0	4469.5	6993.4	461.6	850.9	0.0	0.0	54833.4	54858.8	
..Pasajeros Privado Interurbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4221.9	0.0	74.9	0.0	75.1	0.0	0.0	0.0	4371.9	4371.9
..Pasajeros Privado Urbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8478.9	0.0	151.9	0.0	150.7	0.0	0.0	0.0	8781.5	8781.5
..Pasajeros Publico Interurbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4399.6	0.0	465.9	0.0	82.5	0.0	0.0	0.0	4948.0	4948.0
..Pasajeros Publico Urbano	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10375.9	0.0	473.9	0.0	196.6	0.0	0.0	0.0	11046.4	11046.4
..Carga Urbana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5159.3	0.0	728.5	0.0	103.9	0.0	0.0	0.0	5991.7	5991.7
..Carga Interurbana	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8573.4	0.0	3987.1	0.0	205.6	0.0	0.0	0.0	12766.1	12766.1
.Total Carretero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	41208.9	0.0	5882.2	0.0	814.5	0.0	0.0	0.0	47905.6	47905.6
..Aereo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	232.9	4469.5	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	4712.6	4712.6
..Fluvial	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	604.6	0.0	414.1	0.0	17.8	0.0	0.0	0.0	1036.6	1036.6
..Maritimo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	485.5	451.3	5.5	0.0	0.0	0.0	942.3	942.3
..Ferrovionario	0.0	0.0	0.0	25.3	0.0	0.0	0.0	25.3	3.0	0.0	0.0	8.5	0.0	211.6	10.4	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	236.4	261.7
3 CONSUMO AGRICOLA	0.0	0.0	14.7	0.0	4155.8	5812.5	338.2	10321.2	37.8	0.0	0.0	54.9	0.0	2484.7	12.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2589.6	12910.9	
..Tractores	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1087.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1087.4	1087.4	
..Secado de Granos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	656.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	656.1	656.1	
..Procesamiento Agricola	0.0	0.0	14.7	0.0	4155.8	5812.5	338.2	10321.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	174.7	12.3	0.0	0.0	0.0	0.0	187.0	10508.2	
..Riego	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.8	0.0	0.0	0.0	0.0	566.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	604.2	604.2	
..Fumigacion	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.9	54.9	
4 CONSUMO RESIDENCIAL	0.0	595.7	0.0	1772.6	32785.2	0.0	0.0	35153.4	9096.4	0.0	3700.7	1972.4	1410.9	0.0	0.0	0.0	0.0	617.5	0.0	16797.9	51951.3	
..Coccion	0.0	589.7	0.0	624.0	2841.1	0.0	0.0	4054.8	2717.6	0.0	3316.9	1972.4	846.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8886.6	12941.4	
..Iluminacion	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1451.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.2	0.0	1451.1	1451.1	
..Agua Caliente	0.0	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	1498.1	0.0	25.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1524.3	1530.4	
..Nevera	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1769.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1769.0	1769.0	
..Aire Acondicionado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	261.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	261.9	261.9	
..Otros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	628.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	628.2	628.2	
.Total Urbano	0.0	595.7	0.0	624.0	2841.1	0.0	0.0	4060.8	8325.9	0.0	3343.1	1972.4	846.5	0.0	0.0	0.0	0.0	33.2	0.0	14521.1	18581.9	
.Total Rural	0.0	0.0	0.0	1148.6	29944.1	0.0	0.0	31092.6	770.5	0.0	357.6	0.0	564.3	0.0	0.0	0.0	0.0	584.4	0.0	2276.7	33369.4	

SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO Año: 1988

ENERGETICOS	ENERGIA PRIMARIA								ENERGIA SECUNDARIA									
	HE	GM	PT	CM	LR	BZ	RC	RR	GR	GL	GM	KJ	DO	FO	NE	CQ	CL	GI
	GWH	MPC	KBBL	KTON	KTON	KTON	TCAL	GWH	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KBBL	KTON	KTON	TCAL
.Centrales Hidroelectricas	*	*	*	*	*	*	*	24199.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centrales Termicas	*	*	*	*	*	*	*	6752.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Autoprodutores	*	*	*	*	*	*	*	2250.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centros Tratamiento de Gas	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	747.8	760.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Refinerias	*	*	*	*	*	*	*	0.0	2266.5	3819.0	28896.8	5895.6	14114.5	23318.8	1835.4	0.0	0.0	0.0
.Coquerias	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	397.7	0.0	516.5
.Altos Hornos	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Carboneras	*	*	*	*	*	*	*	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	99.7	0.0
1.1 Produccion	29252.0	176697.0	137568.3	15101.0	11178.8	6937.3	1404.8	33201.0	2266.5	4566.8	29657.5	5895.6	14114.5	23318.8	1835.4	397.7	99.7	1259.8
1.2 Importaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10835.8	0.0	0.0	0.0	131.7	0.0	0.0	0.0
1.3 Exportaciones	0.0	0.0	52963.2	10429.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	913.0	1710.6	21303.8	0.0	41.2	0.0	0.0
1.4 Variacion de Inventarios	-1150.0	0.0	-777.4	-452.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5.3	-37.4	37.8	238.1	106.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.5 No Aprovechado	1066.0	13910.9	0.0	152.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.6 Perdidas	0.0	0.0	2515.8	153.0	0.0	0.0	0.0	7613.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	79.5
1 OFERTA INTERNA	29336.0	162786.1	82865.7	4818.6	11178.8	6937.3	1404.8	25587.1	2266.5	4572.1	40530.7	4944.8	12165.8	1909.0	1967.1	356.5	99.7	1180.3
-AJUSTE	0.0	-3414.5	-1855.7	-22.2	0.0	0.0	0.0	-132.9	0.0	24.2	1334.9	-102.7	-198.9	-218.1	0.0	0.0	0.0	0.0
2 DEMANDA INTERNA	29336.0	166200.6	84722.4	4840.8	11178.8	6937.3	1404.8	25720.0	2266.5	4547.9	39195.8	5047.5	12364.7	2127.1	1967.1	356.5	99.7	1180.3
2.1 Consumo Propio	0.0	13295.1	414.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1472.0	2266.5	0.0	19.3	4.8	84.0	476.8	124.4	0.0	0.0	366.6
2.2 Transf/Reciclo/Perd.Transf	29336.0	110974.2	79903.0	1870.2	437.0	486.7	134.8	0.0	0.0	148.4	88.9	0.0	254.3	751.1	0.0	231.0	0.0	421.7
.Centrales Hidroelectricas	28976.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Centrales Termicas	0.0	62246.0	52.3	906.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	220.5	41.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Autoprodutores	360.0	15159.6	56.7	378.8	0.0	486.7	134.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8	79.3	0.0	0.0	0.0	421.7
.Centros Tratamiento de gas	0.0	3054.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Refinerias	0.0	30514.3	79794.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	148.4	88.9	0.0	0.0	630.8	0.0	0.0	0.0	0.0
.Coquerias	0.0	0.0	0.0	585.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.Altos Hornos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	231.0	0.0	0.0
.Carboneras	0.0	0.0	0.0	0.0	437.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.1 Consumo Final	0.0	41931.3	4404.7	2970.6	10741.8	6450.6	1270.0	24248.0	0.0	4399.5	39087.6	5042.7	12026.4	899.2	1842.7	125.5	99.7	392.0
.Residencial	0.0	3683.2	0.0	275.7	9204.0	0.0	0.0	11145.0	0.0	4024.1	1731.5	1012.0	0.0	0.0	0.0	0.0	97.0	0.0
.Comercial y Publico	0.0	69.9	49.9	0.0	0.0	0.0	0.0	4455.0	0.0	303.2	0.0	92.5	996.6	106.2	0.0	0.0	0.0	0.0
.Industrias	0.0	38048.5	3989.4	2691.2	32.2	3684.7	843.9	8412.0	0.0	72.2	0.0	566.4	897.7	585.7	0.0	125.5	2.7	392.0
.Transporte	0.0	129.7	0.0	3.7	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	34338.1	3367.4	5688.2	72.0	773.4	0.0	0.0	
.Agropecuario	0.0	0.0	10.1	0.0	1505.6	2765.9	426.1	47.0	0.0	0.0	18.0	0.0	1827.6	11.0	0.0	0.0	0.0	
.Construcciones	0.0	0.0	35.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	172.0	4.4	426.2	49.8	1069.3	0.0	0.0	
.No Identificados	0.0	0.0	120.4	0.0	0.0	0.0	0.0	186.0	0.0	0.0	2798.0	0.0	2190.1	74.5	0.0	0.0	0.0	
2.3.1 Consumo Util	0.0	30056.3	2369.4	1825.5	1307.0	3118.2	975.2	19626.9	0.0	2860.8	6535.3	1335.7	3620.8	568.6	1842.7	50.4	12.4	167.9
.Residencial	0.0	2578.2	0.0	19.3	920.4	0.0	0.0	8916.0	0.0	2615.7	865.8	354.2	0.0	0.0	0.0	0.0	9.7	0.0
.Comercial y Publico	0.0	48.9	27.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3564.0	0.0	197.1	0.0	69.3	746.5	79.5	0.0	0.0	0.0	
.Industrial	0.0	27429.2	2204.5	1805.8	10.2	2426.7	637.0	6975.2	0.0	48.0	0.0	305.3	498.9	396.7	0.0	50.4	2.7	167.3
.Transporte	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	2.4	0.0	0.0	4979.0	606.1	1018.8	5.0	773.4	0.0	0.0	
.Agropecuario	0.0	0.0	9.9	0.0	376.4	691.5	338.2	29.6	0.0	0.0	7.2	0.0	432.6	8.2	0.0	0.0	0.0	
.Construcciones	0.0	0.0	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.9	0.8	78.8	37.3	1069.3	0.0	0.0	
.No Identificado	0.0	0.0	120.4	0.0	0.0	0.0	0.0	139.6	0.0	0.0	658.4	0.0	845.2	41.8	0.0	0.0	0.0	
2.3.2 Perdidas Consumo	0.0	11875.0	2035.3	1145.1	9434.8	3332.4	294.8	4621.1	0.0	1538.7	32552.3	3707.0	8405.6	330.6	0.0	75.1	87.3	224.1

MPC:MILLON DE PIES CUBICOS. KTON:MILES DE TONELADAS. KBBL:MILES DE BARRILES. TCAL:BILLON DE CALORIAS

SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS

BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO

Año: 1988

Main energy balance table with columns for ENERGIAS PRIMARIA and ENERGIAS SECUNDARIA, and rows for various energy sources and consumption categories.

Detailed breakdown table with multiple columns for different energy categories and rows for specific sub-categories.

VOLUMEN DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL

MINERAL	UNIDAD	1986	1987	1988 (p)
METALES PRECIOSOS				
Oro	O.Troy	1,487,434	1,035,600	1,169,819
Plata	O.Troy	1,285,878	853,468	932,824
Platino	O.Troy	187,188	160,277	210,955
		14,368	21,855	26,040
PIEDRAS PRECIOSAS				
Esmeraldas	Kilates	504,911	886,551	1,075,499
MINERALES METALICOS				
Mineral de Hierro	Toneladas	1,228,355	1,393,906	1,280,925
Plomo (Concentrado)	Toneladas	523,082	606,764	614,727
Zinc (Concentrado)	Toneladas	202	158	158
Mercurio (Concentrado)	Toneladas	-	87	87
Cobre (Concentrado)	Toneladas	-	-	-
Manganeso	Toneladas	-	-	-
Cromita	Toneladas	-	-	-
Mineral de Niquel	Toneladas	705,071	786,897	665,953
Bauxita	Toneladas	-	-	-
MINERALES COMBUSTIBLES				
Carbón	Toneladas	10,800,000	14,594,000	14,900,000
MINERALES NO METALICOS				
Calizas	Toneladas	16,266,565	16,993,461	17,386,096
Azufre (Refinado)	Toneladas	13,428,052	13,884,600	14,099,810
Mineral de Asbesto	Toneladas	36,038	41,490	42,795
Yeso	Toneladas	129,155	132,723	152,896
Dolomita	Toneladas	295,042	302,100	307,236
Mármol	Toneladas	18,451	33,480	33,480
Barita	Toneladas	19,568	17,500	17,500
Feldespatos	Toneladas	4,198	3,792	3,792
Arcilla y Caolín	Toneladas	35,722	33,760	33,760
Arenas Silíceas y Cuarzo	Toneladas	1,155,267	1,221,000	1,306,470
Sal Terrestre	Toneladas	516,215	602,400	654,800
Sal Marina	Toneladas	226,828	204,665	209,099
Talco	Toneladas	344,122	450,404	473,482
Calcita	Toneladas	9,013	11,927	12,800
Diatomáceas	Toneladas	5,334	8,376	8,376
Magnesita	Toneladas	-	-	-
Mica	Toneladas	14,936	15,444	-
Fluorita	Toneladas	-	-	-
Roca Fosfórica	Toneladas	-	-	-
Bentonita	Toneladas	28,624	29,800	29,800
		-	-	-

(p): Provisional

ANEXO No. 4

VOLUMEN Y VALOR PRODUCCION MINERA 1986 - 1988

MINERAL	1986	1987	1988	UNIDAD
METALES PRECIOSOS	93,649,073	96,525,571	128,888,086	
Oro	92,367,877	94,257,420	124,319,500	O Troy
Plata	187,771	235,517	355,466	O Troy
Platino	1,093,425	2,032,634	4,213,120	O Troy
PIEDRAS PRECIOSAS	6,624,654	15,128,836	27,773,600	
Esmeraldas	6,624,654	15,128,836	27,773,600	Kilogramos
MINERALES METALICOS	1,653,058	2,430,963	3,259,241	
Mineral de Hierro	1,393,134	2,097,039	2,824,910	Toneladas
Plomo (Concentrado)	1,200	1,201	1,201	Toneladas
Zinc (Concentrado)	-	661	661	Toneladas
Mercurio (Concentrado)	-	-	-	Toneladas
Cobre (Concentrado)	ND	ND	-	Toneladas
Manganeso	-	-	-	Toneladas
Cromita	-	-	-	Toneladas
Mineral de Niquel	258,724	332,062	432,469	Toneladas
Bauxita	-	-	-	Toneladas
MINERALES COMBUSTIBLES	36,836,483	62,719,024	85,016,252	
Carbón	36,836,483	62,719,024	85,016,252	Toneladas
MINERALES NO METALICOS	11,097,781	12,326,632	16,737,132	
Calizas	6,978,156	7,101,450	9,370,363	Toneladas
Azufre (Refinado)	289,424	265,440	358,170	Toneladas
Mineral de Asbesto	280,954	349,083	530,800	Toneladas
Yeso	457,023	445,962	585,071	Toneladas
Dolomita	33,138	71,942	92,845	Toneladas
Mármol	68,348	74,760	97,188	Toneladas
Barita	50,376	51,192	66,550	Toneladas
Feldespatos	38,833	57,628	75,490	Toneladas
Arcilla y Caolín	1,195,687	1,603,430	2,230,371	Toneladas
Arenas Silíceas y Cuarzo	242,074	377,102	536,975	Toneladas
Sal Terrestre	476,513	687,032	734,051	Toneladas
Sal Marina	830,120	1,077,945	1,844,367	Toneladas
Talco	7,571	13,086	18,117	Toneladas
Calcita	3,734	7,957	10,344	Toneladas
Diatomáceas	-	-	-	Toneladas
Magnesita	74,638	108,108	140,540	Toneladas
Mica	-	-	-	Toneladas
Fluorita	-	-	-	Toneladas
Roca Fosfórica	71,192	34,515	45,890	Toneladas
Bentonita	-	-	-	Toneladas
V/r.Total Producción (Miles de Pesos)	149,861,049	189,131,026	261,674,311	
Tasa de Cambio por (Dolar Promedio)	194.26	242.61	298.00	
V/r.Total Producción (Miles de Dolares)	771,445.74	779,568.14	878,101.71	

(p): Provisional

VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
(MILES DE PESOS CORRIENTES)

MINERAL	1986	1987	1988 (p)
METALES PRECIOSOS	93,649,073	96,525,571	128,888,086
Oro	92,367,877	94,257,420	124,319,500
Plata	187,771	235,517	355,466
Platino	1,093,425	2,032,634	4,213,120
PIEDRAS PRECIOSAS	6,624,654	15,128,836	27,773,600
Esmeraldas	6,624,654	15,128,836	27,773,600
MINERALES METALICOS	1,653,058	2,430,963	3,259,241
Mineral de Hierro	1,393,134	2,097,039	2,824,910
Plomo (Concentrado)	1,200	1,201	1,201
Zinc (Concentrado)	-	661	661
Mercurio (Concentrado)	-	-	-
Cobre (Concentrado)	ND	ND	-
Manganeso	-	-	-
Cromita	-	-	-
Mineral de Niquel	258,724	332,062	432,469
Bauxita	-	-	-
MINERALES COMBUSTIBLES	36,836,483	62,719,024	85,016,252
Carbón	36,836,483	62,719,024	85,016,252
MINERALES NO METALICOS	11,097,781	12,326,632	16,737,132
Calizas	6,978,156	7,101,450	9,370,363
Azufre (Refinado)	289,424	265,440	358,170
Mineral de Asbesto	280,954	349,083	530,800
Yeso	457,023	445,962	585,071
Dolomita	33,138	71,942	92,845
Mármol	68,348	74,760	97,188
Barita	50,376	51,192	66,550
Feldespatos	38,833	57,628	75,490
Arcilla y Caolín	1,195,687	1,603,430	2,230,371
Arenas Silíceas y Cuarzo	242,074	377,102	536,975
Sal Terrestre	476,513	687,032	734,051
Sal Marina	830,120	1,077,945	1,844,367
Talco	7,571	13,086	18,117
Calcita	3,734	7,957	10,344
Diatomáceas	-	-	-
Magnesita	74,638	108,108	140,540
Mica	-	-	-
Fluorita	-	-	-
Roca Fosfórica	71,192	34,515	45,890
Bentonita	-	-	-
V/r.Total Producción (Miles de Pesos)	149,861,049	189,131,026	261,674,311
Tasa de Cambio por (Dolar Promedio)	194.26	242.61	298.00
V/r.Total Producción (Miles de Dolares)	771,445.74	779,568.14	878,101.71

(p): Provisional

Memoria al congreso 1988, 1989/República de Colombia, Ministerio de Minas y Energía

338.209861 C718m1 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01003173

BIBLIOTECA