

Memorias al Congreso Nacional

1998 1999

LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO
Ministro de Minas y Energía



República de Colombia

**MINISTERIO
DE MINAS Y ENERGÍA**

Ministro
LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO

Viceministra de Minas
LUISA FERNANDA LAFAURIE RIVERA

Viceministro de Energía
FELIPE RIVEIRA HERRERA

Viceministra de Hidrocarburos
MARÍA MERCEDES PRADO DAZA

Secretaria General
SANDRA MARINA GONZÁLEZ VELASCO

Asesora del Ministro
GIOVANNA SARDI BLUM

Jefe Oficina Asesora Jurídica
SANDRA MARINA GONZÁLEZ VELASCO (E)

Oficina de Control Interno
MARTHA ELIZABETH NEISSA CASAS (E)

Dirección General de Hidrocarburos
ESPERANZA POVEDA GÓMEZ

**UNIDADES
ADMINISTRATIVAS
ESPECIALES**

Comisión de Regulación de Energía y Gas
JOSE CAMILO MANZUR JATTIN

Comisión Nacional de Regalías
(hasta el 29 de junio de 1999)
ERNESTO SÁNCHEZ TRIANA

Unidad de Planeación Minero Energética
ÁNGELA INÉS CADENA MONROY

**ESTABLECIMIENTOS
PÚBLICOS**

*Instituto de Investigación e Información
Geocientífica, Minero-Ambiental y Nuclear,
INGEOMINAS.*
ADOLFO ALARCÓN GUZMÁN

*Instituto de Investigación y Promoción
de Soluciones Energéticas, IPSE.*
DANIEL JAUREGUI BUENAVENTURA

ENTIDADES VINCULADAS

*Empresa Colombiana de Petróleos,
ECOPETROL.*
CARLOS RODADO NORIEGA

Empresa Colombiana de Gas, ECOGÁS.
BENITO JAVIER VEGA OSORIO (E)

Empresa Nacional Minera, MINERCOL.
MARÍA INÉS CASTRO DE ARIZA

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, ISA.
JAVIER GENARO GUTIÉRREZ PEMBERTHY

Comercializadora de Energía, ISAGÉN S.A. E.S.P.
GUILLERMO ARANGO RAVÉ

Empresa Multipropósito Urrá S.A. E.S.P.
ALFREDO SOLANO BERRÍO

*Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica,
CORELCA S.A. E.S.P.*
ALFONSO DE MARES COLÓN

Carbones de Colombia S.A., CARBOCOL
NELSON RODOLFO AMAYA CORREA

Coordinación
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME

Diseño y armada
Marcela Otero Morales

Fotomecánica
PrePrensa Ltda.

Impresión
Ediciones Antropos

ISBN: 958-95637-9-1

Santa Fe de Bogotá, agosto de 1999

ÍNDICE

Carta remitosa	15
----------------------	----

SECCIÓN A 17

ENTORNO MACROECONÓMICO. IMPORTANCIA DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO PARA LA ECONOMÍA COLOMBIANA. AVANCES RECIENTES	
Evolución de la economía colombiana	19
Los sectores de minas y de energía y la economía	22
Inversión extranjera, regalías y transferencias y privatizaciones	24
Evolución reciente de la política en minería y energía	28

SECCIÓN B 33

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO	
Modificaciones organizacionales 1998	35
Modernización del Estado. Facultades de la ley 489 de 1998	37

SECCIÓN C 61

EJECUTORIAS 1998 - 1999	
SECTOR MINERO	
SECTOR MINERO	63
Balance oferta - demanda	63
CARBÓN	63
OTROS MINERALES	65
Acceso a terceros	68
Marco jurídico y regulatorio	72
Gestión social y ambiental	73
Investigación y desarrollo	77
Regalías	81

HIDROCARBUROS. PETRÓLEO Y DERIVADOS	82
Balance oferta-demanda	82
Infraestructura	91
Marco jurídico y regulatorio	93
Proyectos	101
Gestión social y ambiental.....	106
Investigación y desarrollo	107
Aspectos específicos.....	108
Regalías	109
HIDROCARBUROS. GAS COMBUSTIBLE	110
Balance oferta - demanda	110
GAS NATURAL.....	110
GAS LICUADO DEL PETRÓLEO	114
Infraestructura	117
Marco jurídico y regulatorio	118
Gas natural.....	118
Gas licuado del petróleo.....	123
Proyectos	124
Gestión social y ambiental.....	126
SECTOR ELÉCTRICO	128
Balance oferta-demanda.....	128
Infraestructura	132
Marco jurídico y regulatorio	134
Proyectos	137
Gestión social y ambiental.....	139
Investigación y desarrollo	142
Aspectos específicos	143

SECCIÓN D

145

PLANES, PROGRAMAS Y PROYECTOS

SECTOR MINERO	147
Fortalecimiento institucional de MINERCOL y de INGEOMINAS	148
Expansión de la cobertura del servicio de información del subsuelo	149
Proyecto de reforma al Código de Minas	150
Proyecto de ley de inversión minera.....	151
Promoción de la prospectividad futura del país	153
Vinculación de capital privado a CARBOCOL	154

SECTOR HIDROCARBUROS. PETRÓLEO Y DERIVADOS	155
Política petrolera: corto, mediano y largo plazo	155
SECTOR HIDROCARBUROS. GAS COMBUSTIBLE	160
Aspectos regulatorios	160
Avance en el Plan de masificación de gas natural	164
SECTOR ELÉCTRICO	165
Plan de expansión de generación y transmisión	165
Convocatorias de transmisión	165
Aspectos regulatorios	166
Fortalecimiento de los aspectos ambientales	171
Regulación y control de aspectos nucleares	172
Vinculación de capital privado a ISA, ISAGÉN y a las distribuidoras del interior del país	171
OTROS PROYECTOS	174
Uso eficiente de energía	174
Escenarios energéticos de largo plazo	176
Sistema de información minero energética de Colombia	176

ANEXOS

179

ANEXO LEGAL

179

- Decreto 1141/99. Por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía.
- Decreto 1163/99. Por el cual se modifica la estructura del patrimonio de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, y se dictan otras disposiciones.
- Decreto 1162/99. Por el cual se reforman los sistemas y procedimientos contables y financieros utilizados para el manejo del pasivo pensional de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL.
- Decreto 1178/99. Por el cual se reestructura la Comisión Nacional de Regalías
- Decreto 1139/99. Por el cual se dispone la escisión de CARBOCOL
- Decreto 1129/99. Por el cual se reestructura el Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química, INGEOMINAS.
- Decreto 1171/99. Por el cual se ordena la creación de una Empresa de Servicios Públicos.
- Decreto 1161/99. Por el cual se reestructura y transforma la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA.
- Decreto 1140/99. Por el cual se transforma el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, en el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas.
- Decreto 1175/99. Por el cual se reestructura la Empresas Colombiana de Gas, ECOGÁS

ANEXO ESTADÍSTICO 273

CONTEXTO ECONÓMICO 273

- 1 PIB total y sectorial 1990 - 1998
- 2 Exportaciones minero energéticas 1990 – 1998
- 3 Inversión extranjera en el sector minero energético 1995 – 1998
- 4 Población ocupada en el sector minero energético 1996 – 1998
- 5 Plan de inversiones. Sector minero energético 1999 – 2002
- 6 Balance energético nacional 1997
- 7 Balance energético nacional 1998 (preliminar)

SECTOR MINERO 285

- 8 Reservas medidas e indicadas de los carbones en Colombia, a diciembre de 1998
- 9 Producción nacional y exportaciones totales de carbón 1996 – 1998
- 10 Proyección de la producción nacional de carbón 1999 – 2002
- 11 Producción minera nacional 1996 – 1998
- 12 Producción de oro, plata y platino por departamento 1996 – 1998
- 13 Volumen de las exportaciones mensuales de esmeraldas, 1996 – 1998
- 14 Consumo de carbón por sectores 1996 – 1998
- 15 Precios internos del carbón mineral 1996 – 1998
- 16 Precios FOB de exportación de carbón mineral 1996 – 1998
- 17 Precios internacionales anuales promedio de minerales 1996 – 1998
- 18 Precios base para liquidación de regalías (resolución número 8 3613 de 1997)
- 19 Valor de la producción para la liquidación de regalías de oro, plata y platino 1996 – 1998

SECTOR HIDROCARBUROS 299

Petróleo y derivados 299

- 20 Reservas remanentes de petróleo por tipo de explotación 1996-1998
- 21 Producción de petróleo por departamentos 1996 – 1998
- 22 Producción, refinación y exportación mensuales de petróleo 1996 – 1998
- 23 Carga de petróleo crudo a refinerías 1990 – 1998
- 24 Exportaciones e importaciones mensuales de hidrocarburos. Volumen 1996 – 1998
- 25 Exportaciones e importaciones mensuales de hidrocarburos. Valor 1996 – 1998
- 26 Exportación de hidrocarburos por país de destino 1996 – 1998
- 27 Importación mensual de gasolinas. Volumen y valor 1996 – 1998
- 28 Producción nacional de combustibles 1996 – 1998
- 29 Consumo nacional de combustibles 1996 – 1998
- 30 Precios promedio mensuales de exportación. Petróleo crudo 1996 – 1998
- 31 Precios promedio *spot* del petróleo crudo 1990- 1998
- 32 Precios promedio mensuales de importación de gasolinas 1996 – 1998
- 33 Precios hidrocarburos 1996 – 1998

Gas combustible 315

- 34 Reservas probadas de gas natural por campo, a diciembre de 1998
- 35 Producción de gas natural por departamento 1996 – 1998
- 36 Poblaciones conectadas a la red de gas natural 1998
- 37 Consumo de gas natural por sectores 1996 – 1998
- 38 Instalaciones domiciliarias de gas natural por departamento 1996 – 1998

SECTOR ELÉCTRICO 323

- 39 Capacidad instalada efectiva de generación por tipo de fuente 1996 – 1999
- 40 Capacidad efectiva de generación del SIN por empresa 1996 – 1998
- 41 Entradas y retiros de unidades de generación 1998
- 42 Evolución del embalse agregado nacional. SIN 1995 – 1998
- 43 Generación de energía eléctrica por tipo de fuente. SIN 1996 – 1998
- 44 Consumo final de energía eléctrica por sectores 1996 – 1998
- 45 Agentes del MEM 1996 -1998
- 46 Transacciones de energía eléctrica en el MEM 1996 - 1998
- 47 Evolución de la cartera del SIC 1996-1998
- 48 Evolución de los precios de energía eléctrica en bolsa 1995 – 1999
- 49 Proyectos de transmisión 1998 - 2003
- 50 Obras PLANIEP por departamento
- 51 Proyecto de asistencia técnica al sector eléctrico
- 52 Aportes del gobierno nacional para cubrir subsidios 1995-1999

REGALÍAS 343

- 53 Regalías e impuestos causados por recurso natural no renovable
- 54 Regalías de petróleo y gas de acuerdo con la producción por departamento 1996 – 1998
- 55 Distribución de regalías e impuestos causados 1995 – 1998

Siglas

ACIGEMI	Atlas Colombiano de Información Geológica Minera para Inversión	ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbón
ANDI	Asociación Nacional de Industriales	ECOGÁS	Empresa Colombiana de Gas
BID	Banco Interamericano de Desarrollo	ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petroleos
BP	British Petroleum	ECP	Ecopetrol
CAR	Refinería de Cartagena	EEPPM	Empresas Públicas de Medellín
CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A.	EIA	Estudios de Impacto Ambiental
CASEC	Comité Ambiental del Sector Eléctrico	EMCALI	Empresas Municipales de Cali
CEC	Contratos de Riesgo Compartido	FEN	Financiera Energética Nacional
CIB	Complejo Industrial de Barrancabermeja	FES	Frecuencia Equivalente de la Interrupciones
CND	Centro Nacional de Despacho	FMI	Fondo Monetario Internacional
CNO	Consejo Nacional de Operación	FNR	Fondo Nacional de Regalías
CON	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular
CONDENSA	Comercializadora de Energía S.A.	ICEL	Instituto Colombiano de Energía eléctrica
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social	ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica	ICP	Instituto Colombiano del Petróleo
CORPOGAS	Corporación para la Investigación y el Desarrollo en Gas	ICPC	Instituto Colombiano de Productores de Cemento
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	INEA	Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
CTG	Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural	INGEOMINAS	Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero- Ambiental y Nuclear
CZN	Cerrejón Zona Norte	IPSE	Instituto de Investigación y Promoción de Soluciones Energéticas
CHEC	Central Hidroeléctrica del Caldas S.A. E.S.P	ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P
DAA	Diagnóstico de Alternativas Ambientales	ISAGÉN	Empresa comercializadora de energía
DANE	Departamento Nacional de Estadística	JPA	Combustible para aviones tipo jet
DES	Duración Equivalente de las Interrupciones	LLA	Llanos Orientales de Colombia
DNP	Departamento Nacional de Planeación	MEM	Mercado de Energía Mayorista
E.S.P	Empresa de Servicios Públicos	MINERALCO	Minerales de Colombia S.A.
EADF	Empresa Antioqueña de Energía	MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda.
		MMA	Ministerio del Medio Ambiente

MME	Ministerio de Minas y Energía
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PIB	Producto Interno Bruto
PLANIEP	Plan de Inversiones Prioritarias de la Costa Atlántica
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero
PNUD	Programa de la Naciones Unidas para el Desarrollo
RUT	Reglamento Único de Transporte
SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
SIG	Sistema de Información Georeferenciado
SIN	Sistema Inerconectado Nacional
SSP	Superintendencia de Servicios Públicos
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TIR	Tasa Interna de Retorno
TRANSELCA	Empresa de transmisión eléctrica de la Costa Atlántica
UDC	Unidad de Destilación de Petróleo Crudo
UEE	Uso Eficiente de Energía
UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico del DNP
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
URC	Unidad de Ruptura Catalítica
VIM	Valle Inferior del Río Magdalena
VMM	Valle Medio del Río Magdalena
VSM	Valle Superior del Río Magdalena
WTI	West Texas Intermediated
ZI	Zonas Interconectadas
ZNI	Zonas no Interconectadas

Abreviaturas

BDC	Barriles día calendario
Bls	Barriles
BOMT	Build Operate Own, Maintenance and Transfer
CEE	Costo equivalente de energía del cargo de capacidad
EBITDA	Utilidad Operacional antes de amortizaciones y depreciaciones
FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera
FOB	Free of Board
GLP	Gas licuado del petróleo
GMC	Gasolina motor corriente
Gpc	Giga pies cúbicos
GWh	Giga watios hora
kBDC	Miles de barriles por día calendario
kBEPDC	Miles de barriles equivalentes de petróleo por día calendario
km	Kilómetros
kPCD	Miles de pies cúbicos por día calendario
kV	Kilovoltios
kWh	Miles de watios hora
lb	Libra
MBEP	Millones de barriles equivalentes de petróleo
MBls	Millones de barriles
MPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MT	Millones de toneladas
MTA	Millones de toneladas año
MUS\$	Millones de dólares corrientes de los Estados Unidos
MVA	Megavoltios amperios
MW	Mega watios
VPN	Valor presente neto

Abreviaturas

MME	Ministerio de Minas y Energía	BDC	Bariles día calendario
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas	Bls	Bariles
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía	BOMT	Build Operate Own, Maintenance and Transfer
PIB	Producto Interno Bruto	CEE	Costo equivalente de energía del cargo de capacidad
PLANIEP	Plan de Inversiones Prioritarias de la Costa Atlántica	EBITDA	Utilidad Operacional antes de amortizaciones y depreciaciones
PMA	Plan de Manejo Ambiental	FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera
PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero	FOB	Free of Board
PNUD	Programa de la Naciones Unidas para el Desarrollo	GLP	Gas licuado del petróleo
RUT	Reglamento Único de Transporte	GMC	Gasolina motor corriente
SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje	Gpc	Giga pies cúbicos
SIC	Sistema de Intercambios Comerciales	GWh	Giga watios hora
SIG	Sistema de Información Georeferenciado	kBDC	Miles de barriles por día calendario
SIN	Sistema Inerconectado Nacional	kBEPDC	Miles de barriles equivalentes de petróleo por día calendario
SSP	Superintendencia de Servicios Públicos	km	Kilómetros
STN	Sistema de Transmisión Nacional	kPCD	Miles de pies cúbicos por día calendario
TIR	Tasa Interna de Retorno	kV	Kilovoltios
TRANSELCA	Empresa de transmisión eléctrica de la Costa Atlántica	kWh	Miles de watios hora
UDC	Unidad de Destilación de Petróleo Crudo	lb	Libra
UEE	Uso Eficiente de Energía	MBEP	Millones de barriles equivalentes de petróleo
UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico del DNP	MBls	Millones de barriles
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	MPCD	Millones de pies cúbicos diarios
URC	Unidad de Ruptura Catalítica	MT	Millones de toneladas
VIM	Valle Inferior del Río Magdalena	MTA	Millones de toneladas año
VMM	Valle Medio del Río Magdalena	MUS\$	Millones de dólares corrientes de los Estados Unidos
VSM	Valle Superior del Río Magdalena	MVA	Megavoltios amperios
WTI	West Texas Intermediated	MW	Mega watios
ZI	Zonas Interconectadas	VPN	Valor presente neto
ZNI	Zonas no Interconectadas		

Carta remisoria

Santa Fe de Bogotá D.C., 20 de julio de 1999

Honorables
Senadores y Representantes del Congreso de la República
Santa Fe de Bogotá, D.C.

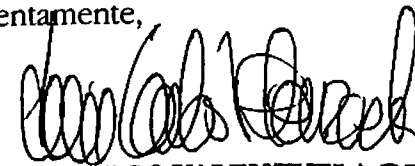
Honorables Senadores y Representantes:

De conformidad con lo dispuesto en la Constitución Nacional, en su artículo 208, me complace presentar al Honorable Congreso de la República el informe del Ministerio de Minas y Energía, de sus unidades administrativas especiales y de las entidades adscritas y vinculadas, sobre las actividades realizadas en el período comprendido entre el 21 de julio de 1998 y el 20 de julio de 1999.

Estas memorias incluyen, además de las principales realizaciones del Ministerio de Minas y Energía durante el período antes mencionado, los programas y proyectos que se están ejecutando y se seguirán ejecutando el próximo periodo en el sector minero energético y los anexos legal y estadístico.

En este documento se observa que el balance de los sectores minero y energético fue positivo y contribuyó significativamente al desarrollo económico del país, debido a la considerable participación en las exportaciones nacionales, en la inversión extranjera y en la generación de recursos para los entes territoriales, a través de regalías. Finalmente, los planes, programas y proyectos de este Ministerio para el próximo periodo están enmarcados dentro del Plan Nacional de Desarrollo *Cambio para construir la paz*.

Atentamente,



LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO
Ministro de Minas y Energía

Entorno
macroeconómico

Importancia del
sector minero energético para
la economía colombiana.
Avances recientes

Evolución de la economía colombiana

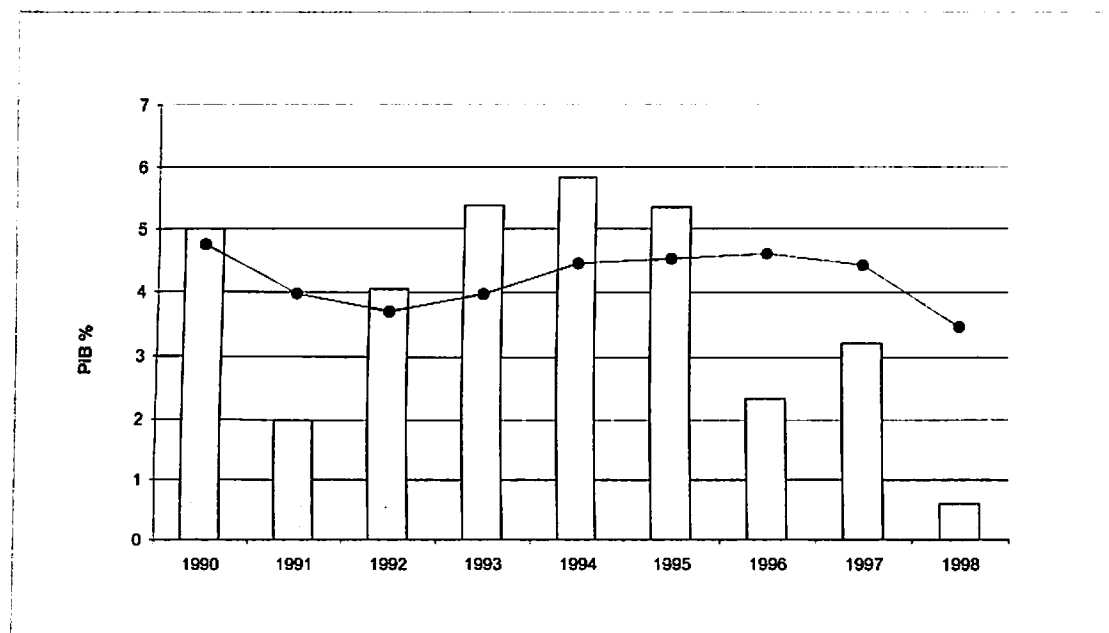
Colombia se ha caracterizado por una administración macroeconómica estable y prudente. Sin embargo, existen evidencias del deterioro reciente de algunos indicadores económicos como crecimiento, empleo y equilibrio fiscal y cambiario. En los últimos años el país ha debido afrontar una serie de obstáculos e inconvenientes, algunos de ellos transitorios y determinados por la coyuntura internacional y nacional y otros de tipo estructural, todos los cuales le han impedido continuar con el ritmo promedio de crecimiento anual de 4,5% que presentaba hasta mediados de los años 90. Así, las tasas de crecimiento del producto interno bruto -PIB- fueron de solo 2,4% en 1996, 3,2% en 1997 y 0,6% para 1998 (gráfica 1). Un crecimiento a tasas superiores al 5% es considerado como una condición necesaria para satisfacer los problemas apremiantes de la población¹.

Al igual que la mayor parte de las economías en desarrollo, el desempeño de Colombia se ha visto afectado por sucesos internacionales, como la crisis económica en Asia y Rusia, que han repercutido en la baja de precios de las materias primas que exporta el país, principalmente el petróleo y el carbón.

Con relación a factores internos, la evolución económica refleja la incidencia de hechos tales como las expectativas sobre la transición de gobierno en el último año,

¹ DNP, Cambio para Construir la Paz, Bases 1998, p. 49

Gráfica 1
Comportamiento del PIB



el bajo nivel de ahorro y el elevado déficit fiscal. Estos dos tipos de influencias se evidenciaron principalmente en la evolución de la balanza de pagos y del mercado cambiario, así como en los niveles de las tasas de interés y el índice de empleo.

Con respecto a los problemas de tipo estructural, el principal de ellos sigue siendo el déficit fiscal, resultante del desequilibrio entre gastos e ingresos del Estado. Por el lado del gasto, se advierte la no reducción del gasto público a niveles acordes con los ingresos, por el continuo incremento, tanto de las transferencias a los gobiernos locales como de los costos derivados del conflicto armado. En cuanto a los ingresos, se ha reducido su tasa de crecimiento debido a la desaceleración económica observada en años recientes. Este desajuste recurrente de las finanzas públicas se vio temporalmente aminorado a comienzos de los años noventa, cuando se logró un virtual equilibrio, merced a la contabilización de los ingresos generados por los primeros procesos de apertura económica y de vinculación de capital privado en los sectores eléctrico, telecomunicaciones y carreteras.

El balance de este panorama nos muestra que, si bien Colombia ha mantenido un desarrollo sostenido, en el corto plazo no se podrían esperar crecimientos significativos de la economía, por sus dificultades actuales, y sólo en la medida en que las actuales acciones y políticas de ajuste se mantengan, se podrá encontrar el camino del crecimiento y desarrollo sostenido a que se aspira.

Estos inconvenientes, unidos a la difícil situación de conflictos sociales y políticos, han llevado a la economía colombiana a un estado de recesión, que el gobierno ha enfrentado con la aplicación de medidas de emergencia económica, reforma tributaria, ajustes a la banda cambiaria, ajuste del gasto y disciplina financiera, orientadas todas ellas a reactivar la economía en el mediano plazo y con una propuesta de negociación hacia la obtención de la paz. La reforma institucional de junio pasado también estuvo enfocada a racionalizar las finanzas públicas y a aumentar la eficiencia y la eficacia, no solo de estas sino de todo el aparato estatal en general.

Un resultado inicial de las políticas de ajuste ha sido el descenso de la inflación. Además de ello se tiene el comportamiento positivo de la inversión extranjera para desarrollo de nuevos proyectos, que aumentó aproximadamente en un 13% con respecto a 1997 a nivel nacional. En el último año, la inversión extranjera en el sector minero energético alcanzó los 1.091,7 MUS\$, distribuidos así: i) 841,5 MUS\$ para el sector de hidrocarburos; ii) 179,9 MUS\$ para el sector de minería y iii) 70,3 MUS\$ para el sector eléctrico. En conjunto, la inversión extranjera para nuevos proyectos en el sector disminuyó con respecto a 1997 en un 24,5%.

El proceso de vinculación de inversión extranjera en la capitalización de proyectos de infraestructura existente ha sido exitoso, en el sentido de lograr la vinculación de inversionistas extranjeros en la inmensa mayoría de procesos de capitalización. Durante los últimos tres años se hicieron las siguientes inversiones, respectivamente: 557,6 MUS\$, 4.069 MUS\$ y 660.5 MUS\$ (véase anexo estadístico, cuadro 3).

Estos indicadores de inversión muestran que existe confianza entre los inversionistas en la evolución de la economía nacional en el mediano plazo con especial atención en algunos sectores.

La entrada de recursos frescos, conseguidos a través de la banca multilateral y de compromisos con el FMI, afectará de manera positiva el comportamiento de la econo-

mía en los próximos meses. Gracias a los préstamos otorgados por el BID y el Banco Mundial y contando con la promesa de créditos adicionales del FMI, la financiación del programa económico para los años 1999 y 2000 se ha despejado. El apoyo de las entidades multilaterales denota la confianza que se está generando con respecto a Colombia en el mercado internacional de capitales.

El nuevo gobierno presentó su Plan de Desarrollo *Cambio para construir la paz* para el período 1998-2002. Es un plan realista y consistente con las limitaciones de fondos del Gobierno Nacional. Ante la imposibilidad de acrecentar los presupuestos reales con ingresos de la Nación, el Plan de Inversiones está orientado a jalonar recursos del sector privado y de las entidades territoriales. Es importante mencionar que dentro del Plan, el sector de minas y energía se constituye en una pieza fundamental en el proceso de desarrollo económico y social del país.

Los sectores de minas y energía y la economía

El sector minero energético ha tomado una importancia creciente para el funcionamiento y desarrollo de la economía colombiana, tanto en el aporte a la producción de bienes y servicios y las exportaciones, como también en la generación de ingresos fiscales a nivel nacional y local. El reto de la política sectorial es mantener y mejorar estos índices de dinamismo.

El aporte de la producción de hidrocarburos y minerales durante la última década se ha situado alrededor del 4%² del PIB nacional. Ese aporte fue del 5,03% en 1998. Al adicionar el valor agregado en las actividades de refinación y distribución de derivados del petróleo, al igual que en la generación de energía eléctrica y la prestación de servicios de esta y de gas natural, la participación de los sectores de minas y energía en la economía se incrementa en 1998 al 6,14% del PIB nacional.

El PIB de los sectores hidrocarburos y minero creció durante el primer quinquenio de los años 90 a una tasa anual promedio del 2,6% anual, mientras que en los últimos cuatro años lo ha hecho al 10,8%. Los servicios de electricidad, gas y agua tuvieron un crecimiento durante el primer quinquenio de la década del 4,7% anual promedio y en los últimos 4 años, del 3,1% en promedio.

El crecimiento de los sectores hidrocarburos y minero ha sido uno de los puntos destacados de la economía nacional. Mientras que la economía en su conjunto creció al 3,6% anual en la última década, el agregado de sectores creció a una tasa cercana al 4,9% promedio anual. El sector electricidad, gas y agua agregado creció a una tasa del 3,7% anual promedio.

Desde comienzos de los años 90, el petróleo desplazó al café como principal producto de exportación, mientras que el carbón es hoy el tercer producto de exportación. No obstante los esfuerzos por incrementar las exportaciones de los llamados bienes no tradicionales y artículos manufacturados, todavía es marcada nuestra dependencia en las exportaciones de las materias primas y en especial de los recursos naturales no renovables. La contribución de los sectores hidrocarburos y minero a la balanza comercial todavía es mayoritaria, con niveles del 33% en la actualidad, en comparación con 43,8% en 1990. La evolución de las exportaciones minero energéticas y el manejo que se dé a los ingresos de divisas y a los excedentes financieros determinarán en gran medida las posibilidades de crecimiento futuro de la economía nacional.

El sector energético y minero también desempeña un papel activo en el desarrollo regional, no solo como fuente de ingresos para las entidades territoriales productoras y no productoras, sino como proveedor de tecnologías, conocimientos y sistemas de gestión. Por un lado, los recursos provenientes de las regalías obtenidas por la explotación de los hidrocarburos, del carbón y de otros minerales, que ascendieron en 1998 a 642.548 millones de pesos, se distribuyen entre las distintas regiones y se orientan hacia programas de desarrollo regional y local. Muchos municipios se han visto beneficiados con la construcción de infraestructura básica de salud, educación y saneamiento ambiental (acueductos y alcantarillados, principalmente). Igualmente, las contribuciones financieras de las empresas eléctricas a los municipios pertenecientes a las cuencas en donde se encuentran instaladas las plantas de generación hidro y temolétrica proveen recursos importantes para el desarrollo regional. De otra parte, las labores de las entidades dedicadas a la exploración y explotación minera y de hidrocarburos generan empleos. Durante los dos últimos años el sector minero energético aportó el 2% de los empleos³.

² Fuente: DNP - UMACRO Mayo de 1999.

³ Fuente: DNP, Empleo en las siete principales ciudades del país.

En la medida en que se ha ampliado la capacidad de producción de los diferentes recursos disponibles en el país, se ha logrado una oferta más diversificada y eficiente de minerales y energía, lo cual permite enfrentar, en mejores condiciones, eventuales dificultades de abastecimiento, como las recientes del fenómeno del Niño en el aspecto eléctrico y una eventual crisis cambiaría en la parte de hidrocarburos.

El objetivo central de una política minero energética integral, como la que se está adelantando en Colombia, consiste en la realización de acciones que permitan al país no solo el aprovechamiento racional de los recursos disponibles, sino el adecuado abastecimiento de las necesidades de la población en una forma eficiente, diversificada, ambientalmente sostenible y de mínimo costo.

Sobre la base del potencial de recursos disponibles, Colombia ha venido desarrollando una estrategia definida de diversificación del suministro de la demanda interna de energía y minerales. El desarrollo reciente de esta estrategia se ha fundamentado especialmente en la intensificación del uso del gas natural en los diferentes sectores de consumo, como sustituto de otros combustibles relativamente más escasos o de mayor costo. Además de los efectos evidentes desde el punto de vista de diversificación de la canasta energética de opciones al consumidor, esta estrategia ha significado también un importante aporte a los objetivos de mitigación de los impactos ambientales por el uso de energía.

Inversión extranjera, regalías y transferencias y privatizaciones

Inversión extranjera

Como se señaló anteriormente, la inversión extranjera para desarrollo de nuevos proyectos en el sector minero energético en el año 1998, fue de 250,2 MUS\$ sin incluir hidrocarburos y de 1.091,7 MUS\$ incluyéndolos⁴.

⁴ Fuente: DNP- Gerencia Participación Privada en Infraestructura Física, Julio de 1999

La inversión extranjera en el subsector minero para el desarrollo de nuevos proyectos presentó una tendencia relativamente estable en los últimos tres años, con una perspectiva de crecimiento en el último año. En 1996 fue de 148,8 MUS\$; en 1997 de 123,8 MUS\$ y en 1998 aumentó a 179,9 MUS\$. La inversión ha estado dirigida casi en su totalidad – 96% - a proyectos relacionados con la explotación de carbón mineral; el restante 4% se destinó a otros minerales. La participación del subsector en el total de inversiones para nuevos proyectos fue durante los últimos tres años del 8,4%, mientras que en el total de inversiones para capitalización fue del 3,5% equivalente a 175 MUS\$ (véase anexo estadístico cuadro 3).

En el subsector de hidrocarburos la inversión extranjera para el desarrollo de nuevos proyectos presentó una tendencia relativamente estable durante los años de 1996 y 1997, en los cuales los montos alcanzaron respectivamente 1.067 MUS\$ y 1.119 MUS\$. En 1998 se presentó una tendencia a la baja con un valor de 841,4 MUS\$, que corresponde en su totalidad a inversiones en la exploración y producción de petróleo y gas natural, básicamente al desarrollo de los campos de producción petrolera del Casanare y su infraestructura asociada. La participación del subsector en el total de inversión extranjera para nuevos proyectos en el país durante los últimos tres años fue del 19%, mientras que en el total de inversiones para capitalización fue del 5% equivalente a 245 MUS\$.

La inversión extranjera en el desarrollo de nuevos proyectos del subsector de electricidad ha tenido un crecimiento importante en los últimos tres años, especialmente en 1997 cuando se alcanzó los 203,5 MUS\$, en 1996 y 1998 la inversión alcanzó 82,7 MUS\$ y 70,3 MUS\$ respectivamente. Los montos de inversión extranjera durante el mismo periodo en los procesos de capitalización de proyectos existentes presentan un comportamiento similar, alcanzando la cifra de 3.750 MUS\$ en 1997, mientras que en 1996 y 1998 se situó en 456,6 MUS\$ y 660,5 MUS\$ respectivamente.

Regalías y transferencias

Durante el periodo 1995-1998, el aporte de regalías por tipo de recurso no renovable fue del 97% para los energéticos y del 3% para los no energéticos. En el grupo de los energéticos, los hidrocarburos aportaron el 94% y el carbón mineral el 3% restante. En el grupo de los no energéticos, el oro, níquel, esmeraldas y platino

contribuyeron en su orden con un 51%, 35%, 11% y 2% respectivamente (véase anexo estadístico, cuadro 53). Para ese mismo período, la procedencia regional de las regalías fue: Orinoquia 66%, Costa Atlántica 13%, Centro Oriente 15%, Occidente 4% y Amazonia 2%.

Durante 1998, se causaron regalías estimadas en \$643.000 millones de pesos, procedentes en un 65%, 15%, 15%, 3% y 2% de dichas regiones. Para ese mismo año, la distribución de regalías fue la siguiente: i) departamentos productores 37,4%, ii) Fondo Nacional de Regalías 37,8%, iii) municipios productores 18%, iii) municipios portuarios 4,3%, iv) fondos de inversión 1,8%, otros 0,7% (véase anexo estadístico, cuadro 55).

La Ley 141 de 1994, creó la Comisión Nacional de Regalías como un órgano de vigilancia y control del buen uso de los recursos provenientes de regalías y compensaciones y de administración de los recursos del Fondo Nacional de Regalías. En este marco de responsabilidades, la Comisión debe garantizar el buen manejo, uso y aprovechamiento de las regalías, en relación con la eficiencia, la eficacia y la equidad en su asignación.

Un importante paso para lograr estos propósitos, acaba de darse con la reciente reestructuración del Estado. Como se detallará en la próxima sección, la Comisión se adscribe al Departamento Nacional de Planeación, en razón al uso multisectorial de las regalías, cuyo destino son las entidades territoriales; se elimina el Comité Técnico y en consecuencia el cargo de los expertos para agilizar el trámite de los proyectos; y se fortalece el seguimiento y control de los recursos, a través de la figura de interventoría aleatoria.

En el mismo sentido, es prioritaria una revisión del sistema actual de regalías en lo relacionado con las participaciones porcentuales de orden territorial, sectorial y de proyectos específicos.

Privatizaciones

Una de las acciones para mejorar la competitividad del país es la vinculación de capital privado en las diferentes actividades productivas. En el caso del sector eléctri-

co, se buscará ampliar la participación privada en las actividades de generación, transmisión y distribución, controladas por el Gobierno Central.

Este proceso de vinculación de capital privado contribuye con el cumplimiento de los objetivos del Ministerio de Minas y Energía, de tres maneras:

En primer lugar, resuelve el actual conflicto de intereses que tiene el Gobierno al participar como un agente regulador y a la vez regulado, o controlador y a la vez controlado. La vinculación de capital privado permite clarificar que el Gobierno actuará como un agente regulador y controlador, asegurando la sostenibilidad futura del marco regulatorio y mejorando su posición para imponer criterios de calidad y cobertura y de sancionar a quien no los cumpla.

En segundo lugar, libera recursos que el Estado tiene hoy invertidos en el sector, pudiendo destinarlos a acelerar la expansión del servicio en zonas donde no es económicamente viable hacerlo, ejecutando así la labor social del Estado. Estos recursos, además, no generarán un efecto de *crowding-out* en la economía, con lo cual no se afecta el crecimiento en otras áreas de la misma. Finalmente, se disminuye la necesidad de endeudamiento, con lo cual se contribuye a financiar el déficit fiscal.

En tercer lugar, mejora el flujo de dinero entre los usuarios finales y los distintos eslabones de la cadena de valor. Actualmente, las empresas distribuidoras controladas por el Gobierno tienen un nivel alto de no pago al sistema, lo que impide que fluyan los recursos a las empresas de generación y transmisión. De esta manera se evita una presión adicional sobre las tasas de interés.

Es decir, que con el proceso de vinculación de capital privado, se obtienen recursos frescos para inversión, se mejora la calidad del servicio, se mantiene el nivel tarifario eficiente y se asegura la prestación del servicio en el largo plazo.

En relación con el proceso de vinculación de capital privado en 1998, se destaca la capitalización de TRANSELCA, y de ocho (8) electrificadoras agrupadas en las nuevas empresas ELECTROCARIBE y ELECTROCOSTA, transacciones que totalizaron 195.627 millones de pesos y 746.752 millones de pesos, respectivamente. Con estos recursos se solucionan problemas de pago de deudas, pasivos y flujos de caja futuros que no

habrían tenido solución, a menos que el Estado apropiara, para este fin, recursos que son necesitados con mayor urgencia en otros sectores de la economía.

En el próximo año, se espera culminar los procesos de venta de ISA e ISAGÉN y de las 14 distribuidoras del interior, donde el Gobierno tiene una importante participación accionaria.

Evolución reciente de la política en minería y energía

Aunque la evolución del sector minero y del sector energético estuvo enmarcada dentro de un difícil entorno nacional e internacional, sus indicadores presentan un crecimiento positivo en el año 1998 y en lo que va corrido de 1999.

No obstante lo anterior, el sector minero podría estar ocupando un lugar mucho más importante del que hoy tiene en la economía nacional, de haberse tomado, a principios de la década, las medidas correctas en materia de incrementar el grado de conocimiento geológico del país y de haberse dado a la inversión privada los incentivos necesarios para acometer las inversiones y riesgos inherentes a este tipo de actividades. El conocimiento geológico minero del país es bastante bajo, inferior al 25%, y por tal razón, los inversionistas exigen mayores contraprestaciones para adelantar trabajos de exploración y producción. La recuperación de la actividad exploratoria y el incremento de las exportaciones son prioridades de la actual administración.

Con el objetivo de promover mayores inversiones en la exploración, producción, beneficio e industrialización de los recursos minerales, se ha venido adelantando la elaboración de un nuevo y moderno Código de Minas, cuyo borrador se encuentra en discusión y será presentado a consideración de la legislatura que se inicia el 20 de julio.

Con relación al carbón, se logró un importante cambio que se venía considerando y discutiendo desde hace más de quince años: la posibilidad de dar acceso a terceros para utilizar la infraestructura de transporte y exportación de El Cerrejón Zona Norte. Esto, junto con la extensión y ampliación del contrato de producción de carbón con

los socios extranjeros, garantiza, por un importante período de tiempo más, que el país continúe ocupando un lugar significativo en el mundo como exportador de carbón térmico. Igualmente, se firmó el acuerdo Ferrovías-Drummond, para facilitar la salida de los carbones del Cesar.

En materia de exploración y producción de petróleo, el Gobierno Nacional adelantó importantes ajustes en el marco contractual y fiscal. Estas modificaciones buscan prevenir el riesgo de desabastecimiento que enfrenta el país debido a la caída de la exploración, lo cual generaría una crisis tanto fiscal como de balanza de pagos. Adicionalmente, mejora en forma considerable el nivel de competitividad del país frente a otros países productores.

Se introduce un sistema de amortización en línea recta a cinco años. Adicionalmente, se establece un nuevo sistema de liquidación de regalías flexible, que comienza en 5% para campos que produzcan menos de 5 kBDC y llega a 25% en campos con una producción superior a los 600 kBDC. Finalmente, la participación de ECOPETROL en los contratos de asociación se reduce del 50% al 30% y se continua aplicando un factor R modificado, como se explica más adelante en la sección C.

Se espera que estos cambios permitan reactivar la actividad exploratoria y mantener el aporte del sector hidrocarburos a la economía nacional, en términos de aporte a la balanza de pagos, giros de regalías a las entidades territoriales e ingresos a la Nación, por concepto de impuestos y transferencias. El petróleo seguirá siendo, de esta manera, un factor fundamental en el crecimiento económico del país.

En materia de gas, ECOPETROL llegó a un acuerdo con los asociados de Cusiana y Cupiagua para la explotación de hasta 100 MPCD de gas a partir del 2001.

El Gobierno Nacional ha tomado varias decisiones encaminadas a adoptar nuevas políticas de precios y tarifas de todos los energéticos, mediante la fijación de precios o fórmulas tarifarias que reflejen los costos reales de los distintos bienes y servicios que integran la canasta de insumos energéticos.

Las nuevas reglas pretenden no sólo aplicar una política correcta de precios, sino también, dar señales apropiadas a los usuarios con respecto al costo de los bienes y servicios y enviar señales correctas a todos los agentes, con el fin de promover la

expansión pública o privada de la infraestructura requerida para la producción, venta y comercialización de dichos bienes y servicios.

Con el fin de mejorar la calidad y cobertura del servicio de suministro y distribución de combustibles automotores, de romper con uno de los principales indizadores de la inflación colombiana y de lograr también una mejor asignación de recursos, el Ministerio de Minas y Energía también adoptó una nueva política en materia de fijación de precios de la Gasolina Corriente Motor (GMC) y el diesel oil. La modificación toma como referencia del ingreso al productor, el precio internacional de un galón de combustible (Precio FOB Costa del Golfo) y se adiciona el costo de los fletes y seguros de transporte y los demás costos de importación (aranceles). Los márgenes de comercialización se fijan a partir de un modelo de flujos de caja descontados, que permite hallar el margen mínimo requerido para obtener una remuneración dada sobre el capital invertido.

El esquema de liberación será gradual para toda la cadena de distribución de combustibles. Inicialmente, se liberó el precio al usuario final en las principales ciudades capitales del país y, en la medida en que los precios de mercado y su estructura lo permitan, se liberará el precio de venta del mayorista.

Con la nueva estructura, los incrementos futuros en el precio de la gasolina dependerán del comportamiento de los precios internacionales de gasolina, del comportamiento de la tasa de cambio y del nivel de competencia existente entre minoristas en el corto plazo; en el mediano plazo, también dependerán de la competencia entre distribuidores mayoristas, una vez que sea liberado el margen de dichos distribuidores.

La transformación en el servicio de energía eléctrica se ha fortalecido a partir de la promulgación de las leyes 142 y 143 de 1994⁵. El nuevo marco regulatorio ha promovido la separación de los negocios que componen la cadena de suministro de la energía eléctrica, la vinculación de nuevos agentes y el saneamiento de las finanzas de las empresas, todo lo cual se orienta hacia la consolidación del mismo, dentro de un esquema financiero sostenible. Subsisten, como es de esperar en un cambio tan complejo, algunos vacíos y problemas que, una vez resueltos, contribuirán a mejorar el funcionamiento y la expansión del sector.

⁵ Ley de servicios públicos y ley eléctrica.

El objetivo del Ministerio de Minas y Energía en el sector eléctrico es garantizar la prestación del servicio con unos niveles de tarifas que reflejen su costo, con un nivel de calidad definido y, adicionalmente, que el servicio se preste al mayor número de usuarios posible. En consecuencia, para cumplir con lo anterior, el Ministerio se ha trazado una estrategia concreta, con tres áreas de acción:

La primera es el área regulatoria, donde los esfuerzos estarán concentrados en asegurar que las fórmulas tarifarias reflejen efectivamente el costo eficiente de prestación del servicio, en definir las condiciones de calidad del servicio al usuario final y en definir las obligaciones de expansión del servicio, tanto en transporte como en distribución.

En 1998 se aprobó el Código de Distribución, mediante la resolución 70 de 1998, que hace parte del reglamento de operación del SIN. Se promulgó la resolución 116 de 1998, mecanismo eficiente para garantizar la estabilidad financiera del sistema de intercambios comerciales.

Igualmente, durante este último año, se avanzó en la apertura del negocio de la transmisión. En cumplimiento con lo establecido en la regulación CREG/051 de 1998, sobre la introducción de competencia en la expansión del STN mediante convocatorias públicas internacionales, el Ministerio de Minas y Energía autorizó el proceso de licitación tendiente a lograr el diseño, suministro, construcción, montaje, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión: de dos obras, para ser adjudicadas en octubre y noviembre de 1999, respectivamente:

i) Primavera – Nueva Bucaramanga – Tasajero a un nivel de tensión de 230 kV y con una longitud de 266 km, y ii) Sabana – Cartagena, 230 kV, 85 km.

La segunda área de acción es la de concentrar la acción del Estado en la vigilancia y control para aportar en esta dirección. Por medio de las resoluciones 070 de 1998 y 025 de 1999, se definieron los indicadores de calidad del servicio y las metas de los mismos, con los cuales se busca avanzar en la protección de los derechos de los consumidores.

La tercera área es la de acelerar el ritmo de expansión del servicio, en especial en las zonas no interconectadas, aprovechando la inversión que libera el Estado a través de

la venta de sus empresas, y maximizando los recursos aportados por terceros a cada proyecto. Para esto, además de impulsar los procesos de privatización ya descritos, se transformó el antiguo ICEL, con el fin de concentrar su acción en la identificación y estructuración de soluciones energéticas, acordes con las condiciones potenciales de las zonas no interconectadas, según se detallará en la próxima sección.

En el sector eléctrico se ha consolidado la participación del sector privado y el Estado estará en muy poco tiempo en mejor capacidad y disposición de adelantar la labor de control, regulación y promoción de la competencia y uso racional de los recursos energéticos en beneficio de la sociedad. Después de cuatro años de funcionamiento del mercado eléctrico, se ha logrado incrementar el número de agentes privados, en proyectos ya existentes o nuevos.

Con respecto al consumo final de energía eléctrica, este tuvo en 1998 una reducción de 0,3%, con relación a 1997, debido a la disminución de la actividad industrial y comercial, y a pesar del aumento de 345.643 nuevos suscriptores (5,1%), con respecto al año anterior. La participación de los sectores en el consumo total permanece muy similar a la de 1997. En 1998, la participación del sector residencial fue del 41,6%, del comercial y público el 18,5%, del industrial el 28,9%, del agropecuario, el 3,5% y de otros sectores, el 7,5%. Mientras que la generación fue de 43.932 GWh, las ventas totales fueron de 35.330,2 GWh.

La cobertura del servicio de energía eléctrica a la población alcanza actualmente el 81%. En áreas urbanas, el índice está por encima del 93%, mientras que en las áreas rurales alcanza sólo al 51%. En el ámbito rural, se estima una cobertura del 61% en áreas interconectadas y apenas del 14% en zonas no interconectadas. Como se dijo, el Estado colombiano, en su política de retirarse de las actividades empresariales para concentrarse en la inversión social, pondrá especial empeño en el aumento de la cobertura en las zonas no interconectadas.

Estructura organizacional del sector minero energético

Modificaciones organizacionales 1998

Creación de MINERCOL

El Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Nacional de Desarrollo Minero y el documento CONPES *Estrategias para el fortalecimiento del sector minero colombiano* señalaron al Ministerio el rumbo sectorial e institucional durante 1998.

Dentro de las estrategias y recomendaciones principales se encontraban: recuperar el papel del Ministerio como ente rector de la política minera, concretar la reforma institucional del sector y buscar fórmulas para hacer más competitivo el subsector carbonífero en relación con la infraestructura de transporte y embarque. En tal sentido, en 1998, se dedicó buena parte de los esfuerzos al diseño, estructuración y puesta en marcha MINERCOL, producto de la fusión entre MINERALCO S.A. y ECO-CARBÓN Ltda. y a la supresión de la Dirección General de Minas del Ministerio. Por ello, debieron atenderse tanto las actividades de administración minera asignadas al Ministerio por la ley y los decretos reglamentarios como las labores encaminadas a garantizar la transición a la nueva estructura administrativa del sector.

Consolidación de ECOGÁS

La consolidación de ECOGÁS en 1998 está directamente relacionada con los objetivos y logros que se plantearon para esa empresa para el año 1998 y que se enmarcan dentro del Plan de masificación del consumo de gas natural e incluyen:

- Llevar a cabo el proceso de escisión de ECOPETROL. Organizar las áreas funcionales de ECOGÁS.
- Garantizar el transporte del gas.
- Disminuir los impactos negativos en la hidroelectricidad generados por el fenómeno atmosférico de El Niño.
- Aprovechar la infraestructura existente para transportar gas a los municipios conectados al sistema de transporte de dicha empresa.
- Programar las ampliaciones requeridas para satisfacer la demanda.

Dentro de la gestión adelantada por la administración durante el año 1998, el proceso de escisión con ECOPETROL fue la actividad más importante y se pueden señalar como logros más significativos dentro del mismo, los siguientes:

- Transferencia a ECOGÁS de activos por un valor total aproximado de 450 millones de dólares, lo cual constituye el patrimonio inicial de la Empresa.
- Cesión de derechos vinculados a la actividad del transporte de gas natural, representados en contratos de transporte por un valor aproximado de 540 millones de dólares.
- Cesión de derechos vinculados a la actividad del transporte de gas natural, representados en contratos de operación y mantenimiento por un valor global aproximado de 653 millones de pesos.
- Establecimiento de un esquema de pagos por 30 años de los contratos BOMT, el cual permite asegurar la viabilidad y rentabilidad financiera de ECOGÁS.

Un segundo logro de gestión lo constituyó la organización de las distintas áreas funcionales de la Empresa. Hoy ECOGÁS cuenta con una estructura orgánica, que si bien pudiera requerir de una revisión en cuanto al número de funcionarios, en lo que corresponde a definición de áreas de trabajo, solo requiere de ajustes menores.

¹ Véase anexo legal, Decreto 1141 de 1999.

Modernización del Estado. Facultades de la Ley 489 de 1998

La modernización del Estado colombiano, que se está llevando a cabo con base en las facultades extraordinarias y permanentes de la Ley 489 de 1998, tiene por objeto hacer más eficiente la función pública, a través de su reordenamiento. Se trata de hacer al Estado más eficiente, ponerle término a sus decisiones, acabar con trámites innecesarios y enfocar sus labores a aquello que genere mayor beneficio para los colombianos. Se trata también, y en este principio se fundamentan las reformas adelantadas por el Ministerio de Minas y Energía, de devolverle a los colombianos la noción de patrimonio.

Racionalizar las finanzas de la nación no es sólo reducir gasto e incrementar impuestos; es también lograr que el patrimonio de los colombianos (sus empresas y sus activos), les produzcan mayores ingresos a todos los ciudadanos del país: mayores ingresos para una mayor inversión social y para poder reducir impuestos.

En ese orden de ideas, se expone brevemente a continuación en qué consisten las reformas a las entidades adscritas y vinculadas al Ministerio de Minas y Energía.

Reestructuración del Ministerio de Minas y Energía¹

El Decreto No. 1141 de 1999 aclara la forma como queda integrado el sector de minas y energía: el Ministerio de Minas y Energía, dos Unidades Administrativas Especiales (la UPME y la CREG), dos establecimientos públicos (el INGEOMINAS y el IPSE) y nueve entidades vinculadas (ECOPETROL, ECOGÁS, MINERCOL, ISA S.A., ISAGÉN S.A., Empresa Multipropósito Urrá S.A. E.S.P., CORELCA S.A. E.S.P., CARBOCOL S.A. y CERREJÓN ZONA NORTE S.A.). Al mismo tiempo, se eliminan los tres viceministerios, Energía, Minas e Hidrocarburos, y se crea uno solo, de carácter político general. Además, se crean las direcciones de Minas y Energía y se adicionan funciones a la dirección de Hidrocarburos, ya existente. En esas tres direcciones se distribuyen las responsabilidades de los antiguos viceministerios.

Adicionalmente, el Ministerio asume dos grupos de funciones que no tenía. En primer lugar, se le trasladaron al Ministerio, en cabeza de la Dirección de Energía,

las funciones de política y licenciamiento en materia nuclear que antes le correspondían al INEA. En segundo lugar, se le trasladó al Ministerio la función de evaluación y viabilización de proyectos de energización presentados a la Comisión Nacional de Regalías.

Modificación de la estructura del patrimonio de ECOPETROL²

ECOPETROL es una empresa integrada verticalmente, que se encarga de explotar las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, para su exportación o refinación local, encargándose también de las actividades complementarias de transporte y comercialización de productos. ECOPETROL ejerce en forma directa la actividad de refinación y transporte, mientras que la explotación de reservas se realiza en forma directa o con el concurso de terceros, mediante contratos de asociación (la operación asociada).

El objeto de la empresa es “**administrar con criterio competitivo los hidrocarburos**”. La función de administración de la empresa está claramente establecida en los estatutos vigentes (contenidos en el Decreto 1209 de 1994) y en las leyes que anteceden la creación de ECOPETROL. En desarrollo de la **función de administración** de las reservas de propiedad de la Nación, que le asigna la ley, la Empresa podrá desarrollar las actividades industriales y comerciales necesarias para el cumplimiento de su objeto.

Teniendo en cuenta que las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación son explotadas económicamente por ECOPETROL, en calidad de administrador de los bienes de un tercero, los recursos generados por la explotación de dichas reservas **deben ser transferidos por el administrador al propietario, al finalizar cada ejercicio contable.**

Sin embargo, el análisis histórico de la generación de ingresos de ECOPETROL y de las transferencias realizadas a la Nación (período 1987–1997) permite concluir que ECOPETROL no transfirió a la Nación la totalidad de los recursos generados por la explotación de las reservas. Parte de dichos recursos se destinaron a solventar la operación directa de ECOPETROL.

No obstante que una parte de los recursos provenientes de la explotación de reservas de la Nación, por valor de 6.033 MUS\$, se destinaron a subsanar los déficits de caja de la operación directa, el aporte o capitalización de la Nación a ECOPETROL en

esta cuantía no se contabilizó en los estados financieros de la compañía, ni en el balance del Ministerio de Minas y Energía en el que se contabilizan las reservas de hidrocarburos de la Nación.

Teniendo en cuenta que las reservas de hidrocarburos constituyen uno de los principales patrimonios de la Nación, el Ministerio de Minas y Energía consideró necesario adecuar las normas que determinan la integración del patrimonio de ECOPETROL y el tratamiento contable utilizado para contabilizar el resultado de la explotación de reservas, con el fin de que se reflejen las capitalizaciones que realice la Nación a ECOPE-TROL con los recursos provenientes de la explotación de las reservas de la Nación. Lo anterior se hace con el fin de evitar la destrucción del patrimonio estatal y de crear herramientas que permitan medir la creación de valor patrimonial de ECOPETROL, para facilitar la toma de decisiones relacionadas con futuras capitalizaciones.

Lo que venía ocurriendo es equivalente a que en las cuentas de un banco los depósitos de los ahorradores fueran contabilizados como ingreso de esa entidad y no como dinero del público. El cambio entonces consiste en que, en adelante, el petróleo que la Nación le entrega a ECOPETROL será un “aporte del Estado a ECOPETROL” y como tal será contabilizado. El objetivo primordial es que la contabilidad de ECO-PETROL refleje la realidad de la empresa. La realidad es que el petróleo no es un ingreso de la estatal petrolera, es un recurso que se le entrega para que le agregue valor, para que lo haga rentar.

Antecedentes

El análisis de la evolución económica y financiera de ECOPETROL de los últimos 10 años (período 1987–1997) permite concluir que la operación asociada³ es la actividad que presenta la mayor generación de caja y por ende genera un mayor valor agregado para la compañía. La operación asociada generó recursos por un valor de US\$9.983 millones, mientras que la operación directa de ECOPETROL generó un valor negativo de US\$5.209 millones.

² Véase anexo legal, Decreto 1163 de 1999.

³ Ecopetrol está facultada para administrar las reservas de hidrocarburos de la Nación, directamente o por medio de contratos de asociación, de participación de riesgo, de operación, etc. La operación asociada hace referencia a la exploración y explotación de hidrocarburos que realiza Ecopetrol, conjuntamente con terceros, mediante contratos de asociación.

A continuación, se presentan los resultados del ejercicio realizado para estimar la generación de valor de ECOPETROL:

Cuadro 1
Crecimiento patrimonial de ECOPETROL 1987-1997
Millones de dólares 1998

	Con subsidios de caja	Con subsidios económicos
+ Aporte de la operación asociada	9.983	9.983
- Transferencias a la Nación	3.950	6.596
Capitalización en ECOPETROL	6.033	3.387
- Crecimiento patrimonial consolidado	824	824
= Generación de la operación directa	-5.209	-2.536

La creación de valor se estimó partiendo del aporte de la operación asociada que asciende a 9.983 MUS\$. Este valor corresponde al margen de caja generado por la operación asociada, después de descontar a los ingresos por ventas de crudo y gas, los costos y gastos de la operación, los pagos de regalías y el impuesto de renta, como se observa a continuación:

Cuadro 2
Aportes de la operación asociada. 1987-1997
Millones de dólares de 1998

Ventas de crudo y gas	19.615
- Costos y gastos	4.246
- Regalías	4.184
- Impuesto de renta	1.202
Total aporte neto de la operación asociada	9.983

Al aporte total de la operación asociada se descontó el valor de las transferencias de ECOPETROL a la Nación durante el mismo período. Las transferencias a la Nación están compuestas por los subsidios a los combustibles, los dividendos girados a la

Nación, los pagos de las tarifas de los BOMT suscritos por ECOPETROL para construir la red de gasoductos, los gastos de seguridad y en gastos relacionados con la comunidad en que ha incurrido ECOPETROL (cuadro 3).

El valor de las transferencias al Estado varía dependiendo del valor que se contabilice por concepto de subsidios de combustibles. Los subsidios de caja son equivalentes a la diferencia entre el precio de compra de los combustibles importados (gasolina extra) y el precio de venta de dichos combustibles, que ascienden a 1.803 MUS\$.

Mientras que los subsidios económicos equivalen a la diferencia entre el precio de venta internacional de todos los combustibles (precio FOB) y el precio de venta en el mercado local (precios contables), el valor de los subsidios representa el valor adicional que habría podido generarse por las ventas de combustibles en el mercado local, si los precios de venta se hubiesen fijado con referencia a precios internacionales.

Cuadro 3
Transferencias a la Nación. 1987-1997
Millones de dólares de 1998

	Con subsidios de caja	Con subsidios económicos
Subsidios combustibles	1.803	4.449
Dividendos a la Nación	1.789	1.789
Tarifas BOMT	160	160
Gastos de seguridad	155	155
Gastos relacionados con la comunidad	43	43
Total transferencias	3.950	6.596

El valor agregado de la operación asociada después de transferencias al Estado asciende a 6.033 MUS\$, contabilizando dentro de las transferencias a la Nación el valor de los subsidios de caja.

Para medir la creación de valor de la operación directa se estimó el crecimiento patrimonial consolidado de la empresa en el período 1987-1997. La diferencia entre el crecimiento patrimonial registrado y el saldo neto de la operación asociada representa la creación de valor de la operación directa, como se muestra a continuación:

Cuadro 4
Crecimiento patrimonial 1987-1997
Millones de dólares de 1998

Patrimonio 1997 con ajustes por inflación	2.295
- Corrección monetaria	584
- Capitalización de reversiones	426
+ Crecimiento de reservas de operación directa	382
Patrimonio ajustado	1.667
- Patrimonio 1987	843
Crecimiento patrimonial consolidado	824

El crecimiento patrimonial de la compañía resulta de comparar el patrimonio de 1987, con el patrimonio de 1997 después de ajustes. Los ajustes al patrimonio de 1997 incluyen:

- La deducción de la corrección monetaria y de las capitalizaciones de la Nación a Ecopetrol, que están representadas por el valor presente del flujo de caja libre de las concesiones que revierten a ECOPETROL.
- La suma del crecimiento de las reservas de hidrocarburos descubiertas directamente por Ecopetrol, que se contabilizan por el valor presente del flujo de caja proveniente de la explotación de dichas reservas.

Para medir la creación de valor de la operación directa, se debe descontar al crecimiento patrimonial consolidado (824 MUS\$), el saldo neto de la operación asociada después de transferencias a la Nación (6.033 MUS\$). El ejercicio anterior permitió concluir que la operación directa ha destruido valor por 5.209 MUS\$.

Es decir que a pesar de que la Nación capitalizó a ECOPETROL, con los recursos provenientes de la explotación de las reservas de hidrocarburos, por valor de 6.033 MUS\$, los resultados de la operación directa de la compañía sólo permitieron recuperar 824 MUS\$, que corresponden al crecimiento patrimonial registrado en los últimos 10 años.

La operación directa de la empresa no permitió recuperar el resto de la inversión que realizó la Nación al momento de capitalizar ECOPETROL, en consecuencia se destruyó valor o se perdieron recursos de capitalización por 5,209 MUS\$.

La destrucción de valor se presenta puesto que el margen de caja generado por la Operación Directa no alcanza a cubrir todos los costos y gastos del negocio incluidos los gastos no operacionales (como los gastos financieros y la amortización del pasivo pensional), generando pérdidas que fueron absorbidas por los resultados de la Operación Asociada, lo que llevó a generar una menor utilidad neta después de impuestos y por ende un menor crecimiento patrimonial consolidado.

Tratamiento contable aprobado

Teniendo en cuenta la destrucción de valor ocasionada por la empresa durante los últimos 10 años, se hace evidente la necesidad de adoptar medidas que permitan medir el desempeño de la empresa, contabilizar en forma adecuada las capitalizaciones que realice la Nación a ECOPETROL y medir la creación de valor para la Nación, único accionista de ECOPETROL.

Éstas medidas incluyen cambios en las normas que determinan la integración del patrimonio de la empresa y la adecuación de las normas sobre elaboración de los Estados Financieros de la empresa y del balance del Ministerio de Minas y Energía, que se proponen a continuación.

Las medidas aprobadas se derivan del marco conceptual establecido en el capítulo 5 del Plan General de Contabilidad Pública y específicamente en el aparte 5.7.2.1 en relación con las normas técnicas relativas al reconocimiento, registro y valoración de activos. Dichas normas establecen en relación con el tratamiento de los recursos naturales no renovables lo siguiente:

“Los recursos no renovables son aquellos no susceptibles de ser reproducidos o reemplazados, lo cual implica un agotamiento en la medida en que sean explotados. El agotamiento corresponde a la distribución del costo asignado a un recurso no renovable durante la vida útil de explotación o extracción, de acuerdo con la estimación efectuada con base en reservas o volúmenes determinados mediante estudios

técnicos, y expresados en unidades de producción, tales como toneladas, barriles, metros cúbicos o cualquiera otra medida, de acuerdo con la naturaleza del bien agotable”.

En la norma citada se establece la vida útil y el método de agotamiento de los recursos, indicando en relación con el agotamiento de dichos recursos, lo siguiente: “El agotamiento del período se debitará como un mayor costo de los inventarios extraídos en el ejercicio. En igual forma se procede para amortizar los costos de desarrollo, si los hubiere”.

Teniendo en cuenta que las reservas de hidrocarburos pertenecen a la Nación y son administradas por ECOPETROL, y que los recursos generados por la explotación de las reservas deberán ser transferidos por ECOPETROL a la Nación o podrán ser capitalizados en ECOPETROL por decisión de la Nación, se aprobó la aplicación de los siguientes principios para contabilizar el valor de las reservas de propiedad de la Nación, el agotamiento de las reservas y los resultados de la explotación de las mismas:

Dado que las reservas de hidrocarburos son de propiedad de la Nación, el costo asignado a las reservas debe continuar siendo contabilizado dentro del activo de la Nación, en el balance del Ministerio de Minas y Energía.

El costo asignado a las reservas de hidrocarburos se determinará por el mecanismo de flujos de caja descontados estimados con base en estudios técnicos que determinen el volumen de reservas remanentes del país, el costo de extracción y el precio de realización de las mismas.

El registro contable de las reservas lo efectuará el Ministerio de Minas dentro de sus estados financieros en el rubro de Recursos naturales y del ambiente, de acuerdo con la dinámica establecida para dicho rubro en el plan general de contabilidad pública, con una contrapartida en el patrimonio institucional.

Lo anterior sin perjuicio que el Ministerio de Minas refleje en cuentas de orden el valor del activo como bienes entregados en explotación y que ECOPETROL también refleje en cuentas de orden el mismo valor como bienes recibidos en explotación.

Teniendo en cuenta que el nivel de reservas remanentes debe ajustarse para reflejar nuevos descubrimientos o agotamiento, anualmente se deberá actualizar el valor de las reservas registradas en el balance del Ministerio de Minas y Energía, siguiendo el mismo procedimiento de valoración.

El agotamiento acumulado de los recursos no renovables corresponde al valor de las unidades extraídas en un período dado. A medida que se extraen las unidades se debe contabilizar el agotamiento en la cuenta de Inventarios correspondiente.

En atención a lo anterior y considerando que la Nación es propietaria de las reservas y ECOPETROL es el operador de las mismas y quien tiene el manejo de los inventarios, el agotamiento de las reservas de hidrocarburos debe contabilizarse de la siguiente manera:

El Ministerio de Minas y Energía debe contabilizar el agotamiento como un menor valor del activo denominado **Recursos Naturales y del Ambiente** y un mayor valor del activo denominado **Aportes**. La contrapartida en la cuenta de **Aportes** es equivalente a una capitalización en especie que hace la Nación - Ministerio de Minas y Energía a ECOPETROL a medida que se extraen las reservas y están disponibles para su refinación o venta.

Al momento de la capitalización ECOPETROL deberá registrar tal capitalización en el patrimonio institucional, con una contrapartida en el activo en el rubro denominado “Inventarios”.

Reforma de los sistemas y procedimientos contables y financieros utilizados para el manejo del pasivo pensional de ECOPETROL⁴

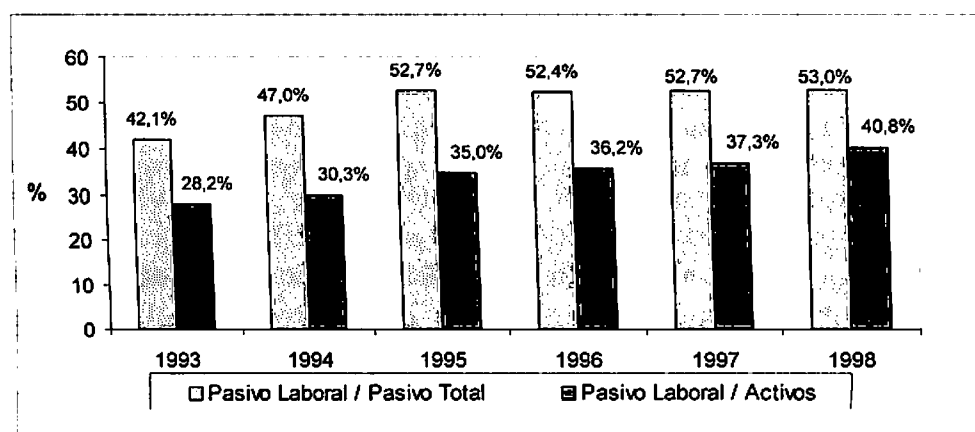
Como parte integrante de los lineamientos de política propuestos por el Ministerio de Minas y Energía en relación con el sector de hidrocarburos, el Ministerio considera pertinente adoptar criterios económicos y de rentabilidad para la administración de ECOPETROL en condiciones que aseguren la viabilidad financiera de la empresa.

⁴ Ver anexo legal, Decreto 1162 de 1999

En desarrollo de lo anterior, se establecieron los parámetros para el fondeo del pasivo pensional contraído por la empresa hasta la fecha, mediante la expedición de un Decreto – Ley en desarrollo de las facultades otorgadas por la Ley 489 de 1998.

ECOPETROL tiene, a la fecha, un pasivo pensional de 4,227 miles de millones de pesos que representa más del 40% del activo de la empresa y el 50% del pasivo total. Históricamente ésta relación ha venido aumentando por efecto de un crecimiento en el pasivo pensional más acelerado que el presentado por los activos. Mientras que los activos crecieron en términos corrientes entre 1993 y 1998 en 216% pasando de 3.443 miles de millones de pesos en 1993 a \$10.851 miles de millones de pesos en 1998, el pasivo laboral creció en 336% al pasar de 969 mil millones a \$4.227 en 1998 (gráfica 1).

Gráfica 1
Relación pasivo pensional con pasivo total y activos



46

El pasivo representa el valor presente del flujo futuro de las mesadas pensionales, descontado a una tasa del 4.9% real. El flujo futuro de las mesadas se estima con base en: (i) las condiciones para acceder a la pensión de jubilación establecidas en la Convención Colectiva de ECOPETROL que cubre el personal convencional y en el Acuerdo que regula los derechos laborales del personal directivo, (ii) la expectativa de vida promedio de los pensionados y de los trabajadores activos y (ii) el tiempo de servicio promedio de la planta actual, entre otros.

El pasivo pensional está respaldado por el flujo de caja futuro de la empresa que presenta un alto nivel de riesgo e incertidumbre, toda vez que el comportamiento del

flujo depende en buena parte del descubrimiento de nuevas reservas para su posterior explotación.

Teniendo en cuenta el nivel de riesgo e incertidumbre asociado al descubrimiento de reservas de hidrocarburos y por ende del flujo de caja futuro de la compañía, se consideró conveniente asegurar la disponibilidad de recursos para atender el pago de las mesadas pensionales futuras mediante la constitución de un patrimonio autónomo por parte de ECOPETROL que sirva como garantía y fuente de pago de dicho pasivo.

Con base en el cálculo actuarial realizado por la compañía se determinó que se debe fondear como mínimo el 70% del pasivo vigente a 31 de diciembre de 1998, para atender con los rendimientos financieros generados por dicho pasivo el pago de las mesadas pensionales a cargo de ECOPETROL.

Para determinar la capacidad de fondeo de la compañía se evaluaron las proyecciones de caja de ECOPETROL para el período 1999–2010 y se concluyó que la empresa está en capacidad de fondear el 70% del pasivo vigente a diciembre 31 de 1998, en los próximos 8 años.

El fondeo del pasivo pensional vigente (rezago) sumado al fondeo del crecimiento del pasivo pensional de los trabajadores activos, permitirá atender el pago de las mesadas pensionales futuras con los rendimientos generados por el capital acumulado, eliminando el riesgo de no pago y el riesgo de trasladar todo o parte del pago de las mesadas pensionales a la Nación.

Una vez se constituya el patrimonio autónomo ECOPETROL deberá realizar aportes anuales con el fin de fondear el pasivo existente (rezago) y el crecimiento del pasivo pensional de los trabajadores activos de la empresa, en las siguientes condiciones:

47

a. Fondeo del pasivo pensional vigente

El objetivo de esta modificación es fondear el 70% del pasivo laboral vigente (\$4.227 miles de millones de pesos de 1998) que asciende a 2.929 miles de millones de pesos, entre 1999 y el 2006 (en adelante, *Fondeo requerido*).

Para estimar el monto de los desembolsos al fondo, que deberá hacer ECOPETROL anualmente hasta el año 2006, se partió del siguiente análisis:

La empresa cuenta a la fecha con una provisión de 467,000 millones de pesos, que deberán ser girados al patrimonio autónomo en la fecha de constitución del mismo. Suponiendo una tasa de rendimiento promedio del 4.9% real anual, se tiene que con el fondeo inicial más la capitalización de los rendimientos financieros generados con esta provisión inicial, se acumulará un capital de 684.732 millones de pesos (pesos de 1998) a diciembre 31 del 2006 (en adelante el *fondeo inicial*).

La diferencia entre el fondeo requerido y el fondeo inicial asciende a 2,245 miles de millones de pesos, que deberán ser fondeados mediante los giros anuales que realice ECOPETROL y la capitalización de los intereses generados por dichos aportes.

Para estimar el valor de los giros anuales se calculó el valor del giro anual (anualidad) a un plazo de 8 años, que reinvertido a una tasa del 4.9% real anual (interés técnico)⁵ permita acumular un capital igual al Fondeo Requerido en el año 2006. El valor de la anualidad es de 239,035 millones de pesos (pesos de 1998).

En la tabla siguiente se observa el capital acumulado en el patrimonio autónomo para cada año entre el período 1999 y 2006:

Cuadro 5
Capital acumulado en el patrimonio autónomo
Millones de pesos de 1998

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Pagos		239.035	239.035	239.035	239.035	239.035	239.035	239.035	239.035
Porción fondeada	467.000								
Saldo a capital	467.000	706.035	945.071	1.184.106	1.423.141	1.662.177	1.901.212	2.140.247	2.379.283
Rendimientos		22.883	58.600	107.780	171.082	249.199	342.857	452.816	579.876
Saldo del Fondo	467.000	728.918	1.003.671	1.291.886	1.594.224	1.911.376	2.244.069	2.593.064	2.959.159
Pasivo 31/12/98	4.227.370								
Porción fondeada	11,0%	17,2%	23,7%	30,6%	37,7%	45,2%	53,1%	61,3%	70,0%

b. Fondeo del pasivo pensional de los trabajadores activos

Conjuntamente con el fondeo del pasivo pensional vigente (rezago), la empresa deber ir acumulando un capital adicional correspondiente al crecimiento anual del pasivo de los trabajadores activos.

El aporte anual por concepto de trabajadores activos debe ser igual al crecimiento real del pasivo pensional entre el 31 de diciembre de 1998 y el 31 de diciembre de 1999 y así sucesivamente.

El monto del giro anual del fondeo de los trabajadores activos es igual a la variación del pasivo pensional registrado en el balance de la compañía de un año a otro, descontando la inflación del año y el rendimiento mínimo que había debido generarse en el año de estar debidamente provisionado el rezago del pasivo pensional, que es del 4,9% real anual.

El valor del giro anual será establecido de acuerdo con la reserva para pensiones del personal activo que resulte de los cálculos realizados anualmente por el actuario contratado para tal efecto por Ecoptrol.

c. Impacto del pasivo pensional sobre la contabilidad de ECOPETROL

El pasivo pensional tienen dos efectos en la contabilidad de ECOPETROL. En el balance se contabiliza anualmente el crecimiento del pasivo pensional, así: (i) pasivo pensional del año anterior más crecimiento del pasivo, menos (ii) pago de mesadas pensionales. El pago de las mesadas pensionales es un egreso de caja, que afecta el saldo de efectivo de la compañía en el año de pago.

En el Estado de Pérdidas y Ganancias de la compañía se contabiliza como un gasto el 100% del crecimiento del pasivo pensional de la compañía de un año al otro, definido según se indicó en el párrafo anterior.

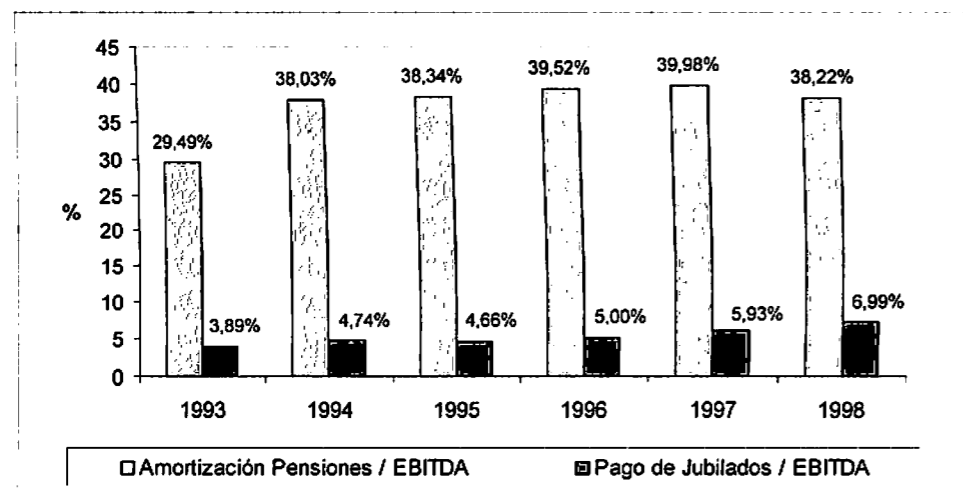
La provisión anual del P y G por concepto de amortización de pensiones representa aproximadamente el 38% del EBITDA de la compañía, definido como Utilidad Operacional antes de amortizaciones y depreciaciones.

⁵ El interés técnico se conoce como la tasa de interés mínima a la cual debe rendir el fondo para atender las mesadas de los jubilados

En relación con las mesadas pensionales, si bien estas no se contabilizan directamente en el Estado de Pérdidas y Ganancias de la compañía (se contabilizan indirectamente al provisionar el crecimiento del pasivo pensional de un año al otro, después de descontar el pago de las mesadas pensionales), es importante medir la capacidad de pago de ECOPETROL comparando el valor de las mesadas pensionales con la utilidad operacional de la empresa antes de depreciación y amortizaciones (gráfica 2).

La relación Mesadas/EBITDA ha crecido a una tasa promedio del 12% anual en los últimos 6 años, pasando de 3.89% en 1993 a 6.99% en 1998. No obstante que el pago de las mesadas pensionales representa hoy un mayor porcentaje de la utilidad operacional de la compañía (antes de depreciaciones y amortizaciones), se observa que en la actualidad los recursos generados por la operación de la compañía permiten atender debidamente el pago de las mesadas.

Gráfica 2
Relación pasivo pensional



d. Administración del patrimonio autónomo

Las provisiones de caja que realice anualmente la empresa para fondear el rezago del pasivo pensional y el crecimiento del pasivo de los trabajadores activos, serán giradas a un patrimonio autónomo que constituirá la empresa para que sirva como garantía y fuente de pago del pasivo.

Dicho patrimonio será administrado por una o más sociedades fiduciarias que se encargarán de invertir los recursos del patrimonio de acuerdo con el régimen de inversiones establecido en el decreto y en el contrato de constitución del patrimonio. Los recursos girados al patrimonio conjuntamente con los rendimientos generados por el mismo se destinarán al pago de las mesadas pensionales de la compañía, a partir del año 2006, fecha en la cual se habrá alcanzado el *fondeo requerido*.

La sociedad administradora del patrimonio autónomo se encargará de la administración y pago de las mesadas pensionales de los jubilados de la empresa a partir del año 2007, con cargo a los rendimientos financieros generados por los recursos mantenidos en el patrimonio.

En todo caso sí los rendimientos financieros generados por el patrimonio autónomo en un año dado son inferiores al valor de las mesadas pensionales a ser pagadas en ese año, ECOPETROL deberá girar al fondo la diferencia con el fin de evitar la descapitalización del mismo.

e. Manejo contable del patrimonio autónomo

No obstante el Fondo pensional de ECOPETROL será manejado mediante la figura de Patrimonio Autónomo, el pasivo pensional de ECOPETROL se mantiene en cabeza de la empresa, razón por la cual no disminuye en la medida que se aporta al fondo.

La constitución del patrimonio autónomo se verá reflejada en el balance de ECOPE-TROL, en el lado de los activos como una inversión con destinación específica. El valor del activo aumentará en la medida en que se le aporte al fondo y su contrapartida irá como disminución en Caja de la empresa. Por su parte las utilidades del fondo que resulten de los rendimientos financieros del portafolio de inversiones, entraran al Estado de Pérdidas y Ganancias de ECOPETROL y estará en cabeza de éste el pago de los impuestos respectivos.

Este manejo contable es sin perjuicio de las obligaciones legales establecidas para las entidades que administran esta clase de patrimonios de llevar una contabilidad para los mismos, en forma separada e independiente de la contabilidad de la respectiva entidad.

Con la constitución del fondo se garantiza que la empresa dispondrá de los recursos necesarios para atender el pago de sus obligaciones laborales en forma independiente del descubrimiento de nuevas reservas, eliminando el riesgo de trasladar en un futuro el pago de la obligación a la Nación y por ende eliminando el potencial efecto negativo que el traslado de dicho pasivo generaría sobre las finanzas públicas. De esta forma se elimina el riesgo de que los colombianos tengan que sacrificar inversión social por pagar pasivos pensionales que las empresas que los generaron no pueden cubrir como ha sido el caso de los Ferrocarriles, de Colpuertos y más recientemente de la Caja Agraria.

La creación del fondo no sólo contribuye a asegurar la viabilidad financiera de la empresa, sino que también se constituye en un aporte importante al mercado de capitales y a la economía nacional, toda vez que los recursos del fondo se constituirán en una fuente de financiamiento de largo plazo tanto para el sector público como para el sector privado. Lo establecido en la reforma implica ahorro de largo plazo adicional para la economía del orden de 400,000 millones de pesos año, lo cual convierte a ECOPEPETROL en la mayor fuente de ahorro de largo plazo en la economía con los consecuentes efectos positivos en reducción de tasa de interés y crecimiento de inversión. Esto es esencial para una reactivación económica sostenida.

Términos fijos a la consulta de proyectos de minería e infraestructura energética, con las diversas comunidades

La Constitución Política de Colombia protege las diversas etnias que tiene el país, del impacto que sobre su vida social, económica y cultural, puedan tener los proyectos de minería e infraestructura energética impulsados por el Estado. En desarrollo de este principio constitucional y de tratados internacionales suscritos por Colombia, se estableció el mecanismo de consulta con las comunidades, para concertar las formas de mitigar el impacto de estos proyectos. La propuesta del Ministerio de Minas y Energía, incorporada en el decreto de reducción de trámites, es establecer un término fijo y perentorio al final del cual, de no haberse llegado a un acuerdo con la comunidad, el Ministerio del Medio Ambiente determina si hay o no lugar al otorgamiento de la licencia ambiental.

Hasta ahora la regulación no era clara frente a los términos para decidir sobre las licencias ambientales cuando había consulta con las comunidades. Esta situación iba en detrimento tanto de las empresas privadas y públicas, como de las propias comunidades. Las empresas asumían altos costos por la indefinición respecto a la viabilidad ambiental de los proyectos presentados, y en las comunidades se generaban conflictos por la falta de definición. La nueva regulación tiene dos objetivos fundamentales:

- Incentivar soluciones ágiles y concertadas con las comunidades para hacer viables proyectos que generan desarrollo, sin desmedro a nuestra diversidad étnica.
- En caso de no lograrse acuerdos con las comunidades, evitar situaciones de no definición que han generado conflictos, en muchos casos violentos.

Vale aclarar que no se pretende que los proyectos obtengan necesariamente una respuesta positiva sobre su viabilidad ambiental, sino que el Estado decida. Agotado el procedimiento de la consulta, la autoridad ambiental debe manifestar, transcurrido un período máximo de sesenta (60) días, si aprueba o desaprueba un determinado proyecto por razones ambientales y determinar el plan de manejo ambiental a ser sufragado. Las decisiones de la autoridad ambiental deberán tener en cuenta la identidad cultural y socioeconómica de las comunidades y establecer los mecanismos para prevenir, mitigar y manejar el impacto de los proyectos sobre ellas. Los funcionarios públicos deben decidir; dentro del marco de la constitución y las leyes, pero deben decidir. (Artículo 141 del Decreto - Ley 1122 de 1999.)

Modificación de la Comisión Nacional de Regalías⁶

La Comisión Nacional de Regalías, adscrita antes de la reforma al Ministerio de Minas y Energía, pasa ahora a ser una entidad adscrita al Departamento Nacional de Planeación ya que la coordinación de las entidades territoriales a las cuales se destinan las regalías se ejerce mas eficientemente en esta última entidad. (Adscrita por "uso" y no por "fuente").

⁶ Ver anexo legal, Decreto 1178 de 1999.

Igualmente se eliminan el Comité Técnico y el cargo de los expertos del mismo, cuya labor se esta duplicando por el aval adicional que antes se requería de los Ministerios correspondientes. La función de aprobación de proyectos se traspasa a los Ministerios, manteniendo su aprobación final en la Comisión. Los proyectos seguirán siendo originados en las diferentes entidades territoriales. La Tesorería del Fondo pasará a la Dirección General del Tesoro, en el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Se fortalece la labor de seguimiento y control de los recursos del Fondo Nacional de Regalías con la creación de un mecanismo de interventoría aleatoria realizada por terceros, contratada por la Comisión. La interventoría individual continuará siendo contratada por los ejecutores de los proyectos, bajo los lineamientos de la Comisión y el giro de los recursos se condicionará al avance físico de los proyectos.

Las medidas adoptadas garantizan una mayor eficiencia en la aprobación de los proyectos; fortalecen la interventoría que había sido una de las críticas fundamentales en los proyectos financiados con regalías y aseguran el manejo transparente de una de las más grandes tesorías del Estado. En resumen se logra una mejor asignación de 407.000 millones de pesos al año, que para muchos municipios constituye la única fuente de inversión.

Escisión de CARBOCOL⁷

El Gobierno Nacional ha manifestado que en el momento en que las condiciones del mercado lo ameriten, se procederá a iniciar el proceso de vinculación de capital privado a CARBOCOL (más detalles sobre el proceso de vinculación de capital privado en la Sección D). Con miras a facilitar dicho proceso, se trasladan algunos derechos, bienes y obligaciones de CARBOCOL a MINERCOL y otros a la Sociedad Cerrejón Zona Norte S.A., la cual se crea mediante este mismo Decreto-Ley.

Las obligaciones y derechos transferidos a MINERCOL incluyen:

- El Aporte Minero, del cual es titular CARBOCOL;
- Los derechos sobre la reserva de los terrenos baldíos constituida a favor de CARBOCOL;
- Las obligaciones por pasivos pensionales o laborales no cubiertos por CARBOCOL;

- Las obligaciones indisolublemente vinculadas al Aporte Minero y a los derechos que sean transferidos a Minercol, y
- Los activos que no se transfieran a Cerrejón Zona Norte S. A.

A la Sociedad Cerrejón Zona Norte S.A. se le traspasan todos los derechos de CARBOCOL en su operación con Intercor en Cerrejón Zona Norte:

- La concesión Portuaria de Puerto Bolívar
- Los derechos y las obligaciones correspondientes a los contratos de Asociación suscritos entre CARBOCOL y Intercor
- Los derechos y obligaciones correspondientes a los contratos para el acceso de terceros a la infraestructura suscritos por CARBOCOL con terceros
- Las obligaciones registradas en la contabilidad de CARBOCOL, que no sean asumidas por la Nación ni hayan sido entregadas a Minercol
- Los derechos de CARBOCOL sobre los activos vinculados al desarrollo del proyecto del Cerrejón Zona Norte, y;
- Los demás derechos y obligaciones que se señalen en el acuerdo de escisión.

La transferencia a Minercol del Aporte Minero y de los derechos respecto de la reserva de terrenos baldíos no afectará el derecho a continuar la explotación de la mina y el uso de dichos terrenos que tenía CARBOCOL, el cual con sujeción a la ley, corresponderá a Cerrejón Zona Norte S.A. y a las entidades con las cuales CARBOCOL había celebrado contratos para tal efecto.

En resumen, se hace operativamente viable la venta de CARBOCOL.

Ingeominas: herramienta para la promoción de nuestra riqueza minera⁸

Para fines de planificar el desarrollo económico y el ordenamiento territorial, el Estado Colombiano debe contar con información básica para el conocimiento geocientífico y aprovechamiento del subsuelo, la cual involucra el conocimiento de la evolución, la composición y la dinámica de la corteza terrestre, el inventario de las zonas

⁷ Ver anexo legal, Decreto 1139 de 1999

⁸ Ver anexo legal, Decreto 1129 de 1999

más favorables para la acumulación de hidrocarburos, minerales, carbones, fuentes de agua subterráneas y recursos geotérmicos presentes en el subsuelo; la investigación en procesos de aprovechamiento de estos recursos y de utilización de materiales nucleares, así como la identificación de amenazas naturales y las restricciones de uso asociadas a las condiciones geológicas del territorio.

La información básica del subsuelo es el paso fundamental para atraer capital privado a la exploración y explotación de nuestro potencial geológico-minero. Desafortunadamente, Colombia no conoce a fondo los recursos que reposan en el subsuelo, pues sólo se cuenta con información básica del subsuelo para aproximadamente el 25% del territorio nacional.

Consciente de esta situación, el Gobierno Nacional decidió reestructurar INGEOMINAS mediante el Decreto 1129 de 1999, expedido en el marco de la Ley 489 de 1998, el cual le traza al Instituto una precisa y moderna carta de navegación que de manera expresa la fortalece como la entidad pública responsable de generar información básica de estado sobre el subsuelo del territorio, base para promover la exploración y explotación de nuestros recursos minerales y apoyar la toma de decisiones en los sectores ambiental y de prevención de desastres. Igualmente Ingeominas adquiere la competencia legal de compilar, validar y mantener toda la información que existe sobre el subsuelo del territorio, para lo cual las entidades públicas están obligadas a remitir al Instituto la información básica que generen, sin perjuicio de sus objetivos estratégicos y comerciales.

El cumplimiento de la Misión y el logro de los objetivos de INGEOMINAS debe conducir a que el país cuente con la información suficiente y oportuna para potenciar el aprovechamiento sostenible del subsuelo de su territorio.

56

Escisión del Centro Nacional de Despacho de ISA⁹

El Gobierno Nacional se encuentra en el proceso de enajenar su propiedad accionaria en ISA (más detalle sobre el proceso de vinculación de capital privado en la Sección D). Esta empresa posee y opera más del 84%¹⁰ de la red de transmisión nacional, coordina el despacho de los diferentes generadores de energía y administra la Bolsa de Energía. Atendiendo a los conflictos de interés que se pueden generar si la facultad de ordenar

el despacho de energía es asumida por la empresa privada que adquiera ISA, preocupación que ha sido expresada por diferentes agentes del sector, el Gobierno tomó la decisión de escindir el Centro Nacional de Despacho de ISA, para garantizar la neutralidad del despacho y garantizar el correcto funcionamiento del mercado eléctrico.

Reestructuración y transformación de CORELCA¹¹

Dada la crítica situación financiera y operativa de CORELCA, el Gobierno Nacional ha decidido reestructurarla, de tal manera que la empresa generadora de energía de la Costa Atlántica tenga viabilidad futura. Con tal propósito se adoptaron las siguientes medidas:

- Se transforma a CORELCA (empresa industrial y Comercial del Estado) en una sociedad anónima, prestadora de servicios públicos, del orden nacional (CORELCA S.A. ES.P.). Esto le dará una mayor agilidad para competir en el actual mercado.
- La totalidad del pasivo financiero (cerca de 570 mil millones de pesos) se transfiere de CORELCA a la Nación, con lo cual se alivia el flujo de caja de la empresa y le permite mejorar sus márgenes financieros. Adicionalmente, se generan incentivos tanto a los administradores como a los empleados al hacer parte de una empresa viable con resultados exigibles.
- Se reduce la planta de personal a un total de 200 empleados, con lo cual la eficiencia de la empresa se incrementa y se adecúa al entorno competitivo del sector eléctrico.

Creación del Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas IPSE¹²

Dentro de los objetivos del Ministerio de Minas y Energía está el de acelerar la expansión de la cobertura en zonas en las cuales no es viable financieramente la prestación del servicio.

57

⁹ Ver anexo legal, Decreto 1171 de 1999.

¹⁰ Fuente: Informe Anual ISA 1998.

¹¹ Ver anexo legal, Decreto 1161 de 1999.

¹² Ver anexo legal, Decreto 1140 de 1999.

Para incrementar la cobertura en las zonas donde esto ocurra, y en especial en las zonas donde no existe una potencial interconexión con el Sistema Interconectado Nacional, se llevará a cabo la reestructuración del ICEL plasmada en el Decreto-Ley 1140 de 1999.

El punto de fondo de la reestructuración es el transformar al ICEL de un instituto dueño y operador directo de activos de generación, transmisión y distribución, a un instituto promotor de proyectos el cual aporta recursos bajo esquemas de concesión, sin ser el propietario u operador del proyecto.

Este es un cambio fundamental en la utilización de los recursos ya que:

- (i) Se ejecutan proyectos completos y no porcentajes de proyectos como sucede actualmente.
- (ii) Se reduce el potencial de corrupción en la compra de materiales, repuestos y de contratos de construcción, ya que bajo el esquema de concesión lo que se compran son KWh producidos y no unidades construidas.
- (iii) Se multiplican los recursos disponibles, ya que aunque el proyecto se construye en su totalidad en los primeros años y el ICEL aporta los recursos en un plazo de 15 a 20 años, y solo en la proporción en que no es económicamente viable la prestación del servicio.
- (iv) Permite que el Instituto busque nuevas esquemas y alternativas sostenibles de suministro de energía en las zonas no interconectables.

Como promotor de proyecto, puede prestar el apoyo suficiente y necesario para que dentro de los planes de desarrollo de las diferentes regiones, se integre la variable energética como parte del proceso mismo y no como una variable a cargo exclusivamente del Gobierno Nacional.

Reestructuración de ECOGÁS¹³

El decreto 1175 de 1999 suprime de la estructura de ECOGÁS, el Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural CTG, creado por la Ley 401 de 1997; y establece que las funciones del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CON– como cuerpo asesor, serán aquellas que establezca el Reglamento Único de transporte, RUT.

Supresión de los Planes de Gestión y Resultados de las empresas de servicios públicos

La ley 142 de 1994 estableció un sistema de control de la gestión de las empresas de servicios públicos en el cual estaban involucrados en el sector energético, específicamente además de la empresa, las Comisiones de regulación, la Superintendencia de Servicios Públicos, La Unidad de Planeación Minero Energética y los auditores externos de gestión.

Con el fin de agilizar y hacer mas eficiente este proceso, El Decreto 1122 de 1999 (artículo 83), eliminó la obligación derivada del artículo 52 de la Ley 142 de 1994 que tenían las empresas de servicios públicos del sector energético de presentar anualmente a la Unidad de Planeación Minero Energética un plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo para su revisión y aprobación, el cual servía de base para el control de gestión que realizaban los auditores externos de gestión y la Superintendencia de servicios Públicos.

La CREG continúa con la función de definir los indicadores de gestión que sirvan de base para la evaluación de la gestión de las E.S.P., así como los criterios, metodologías y parámetros de vigilancia y control acorde con el tipo de servicio público y con las categorías de clasificación que determine la Comisión. La Comisión además queda facultada para acordar las metas de gestión con las empresas.

El proceso de seguimiento y evaluación de la gestión de la E.S.P. sigue a cargo de la SSP.

¹³ Ver anexo legal, Decreto 1175 de 1999.

SECCIÓN

C

Ejecutorias
1998 • 1999

Balance Oferta - Demanda

E

l crecimiento del sector minero ha sido uno de los puntos destacados de la economía nacional. En la última década mientras la economía colombiana creció en promedio al 3,4% anual, el sector minero lo hizo a una tasa cercana al 4,8.

CARBÓN MINERAL

Oferta

Las reservas actualizadas de carbón a diciembre de 1998 se encontraban en alrededor de los 6.648 millones de toneladas. La mayor parte de éstas se encuentran localizadas en la Costa Atlántica (Guajira, Cesar y Córdoba), y le siguen en su orden el Altiplano Cundiboyacense, Santanderes, Antioquia, Valle y Cauca (véase anexo estadístico cuadro 8).

Durante 1998 la producción anual de carbón alcanzó los 33,7 millones de toneladas. La producción de 1997 fue de 32,7 millones de toneladas, lo que quiere decir que hubo un aumento del 3,05%.

La participación porcentual de la producción nacional por regiones fue del 86% para la Costa Atlántica y del 14% para el resto del país. La mina del Cerrejón aportó en 1998 el 46% de la producción nacional.

Demanda

El total de carbón exportado en el año 1998 fue de 30,0 millones de toneladas según cifras preliminares de MINERCOL. El consumo interno en 1998 fue de 3,7 millones de toneladas, lo que quiere decir, que el consumo interno no supera el 11% de la producción total y disminuyó con respecto al porcentaje del año anterior que fue del 16%.

A pesar de la disminución en el consumo interno de carbón, la contribución del carbón a la economía nacional continúa siendo decisiva, por ser éste un renglón trascendental de exportación. Con los resultados del año 1998, el país reafirma su posición como un exportador de primera línea en el mercado del Atlántico. El Cerrejón Zona Norte mantiene su posición como la mina de exportación más grande del mundo, la cual cuenta con un importante portafolio de clientes de largo plazo y se consolida como el segundo suministrador del mercado Europeo.

Colombia ocupa el cuarto lugar en el mundo en volumen de exportaciones de carbón térmico. En 1998 CARBOCOL exportó 8,5 MT a más de 25 clientes en 15 países de Europa, América y Asia, nivel que representa un incremento de 0,8 MT sobre el de 1997 y de 1,3 MT con respecto al de 1996, originado en mayores ventas en Europa, principalmente en Francia, Reino Unido e Italia. Aunque la cifra varía por razón a las variaciones de los precios.

Según el Departamento Nacional de Planeación el carbón aporta más del 8,4% (968 MUS\$) a la Balanza Comercial y del valor total de las exportaciones le corresponden 509 MUS\$ a Cerrejón Zona Norte (véase anexo estadístico cuadro 2).

64 Por otro lado, el consumo nacional presentó durante 1998 una disminución de aproximadamente el 7% durante 1998 con respecto a 1997. Los principales consumidores son el sector industrial con el 74%, el eléctrico con el 23% y el residencial con el 3%. (véase anexo estadístico cuadro 14).

Precios

El mercado del carbón térmico se caracterizó en 1998 por el bajo crecimiento de la demanda con relación a la oferta y por ende en una tendencia de precios a la baja.

Para el carbón colombiano, la caída del precio FOB con relación al año anterior fue del 14% (5 US\$ por tonelada).

No se espera una recuperación de los precios bajo las actuales condiciones del mercado internacional. Por el contrario, existe la posibilidad de que el mercado aún no haya tocado fondo, de tal modo que los precios del carbón Sur Africano, que es el de referencia para el carbón colombiano en Europa, puedan caer 1-2 US\$ por tonelada por debajo de los niveles actuales.

De todas maneras, el país continúa desempeñando un papel de liderazgo también a nivel de inteligencia de mercados, lo cual le permite optimizar la toma de decisiones en el área comercial e influenciar la opinión de la industria sobre la estructura y las tendencias del mercado internacional.

En síntesis, puede afirmarse que fue un año difícil en materia de precios pero exitoso en términos de colocación, toda vez que las exportaciones totales de El Cerrejón Zona Norte se ubicaron en 16,8 MT, esto es, 1,8 MT por encima de la capacidad inicial de diseño del Complejo, crecimiento que contrarrestó parcialmente el efecto de caída del mercado sobre los ingresos de la empresa.

OTROS MINERALES

Oferta y Demanda

La situación de reservas de minerales en general, no sufrió cambios radicales con respecto a las cifras que se tenían a finales del año 1997.

No se han firmado en los últimos años nuevos contratos de exploración y explotación por circunstancias tanto internas como externas. Se espera que con los cambios que se van a realizar al Código Minero, con el aumento del conocimiento geológico de las áreas prospectivas del país, la agilización de la expedición de las licencias ambientales y algunos incentivos fiscales, en unos pocos años se tenga un aumento importante en el volumen de producción de diferentes minerales para consumo interno y para exportación.

La producción de minerales en Colombia podría consolidarse a principios del próximo siglo como un factor importante para el sostenimiento del desarrollo futuro, a condición de disponer de una base de información confiable con la cual se logre reducir un poco el enorme riesgo que tienen las cuantiosas inversiones que requiere este sector. El conocimiento geológico del país es bastante bajo (inferior al 25%) y por tal razón, los inversionistas exigen mayores contraprestaciones para adelantar trabajos de exploración y producción. Los materiales minerales que ya se sabe que existen en el país, son y seguirán siendo por muchos años, insumos irremplazables para muchas de las industrias y tecnologías que están a la vanguardia del desarrollo de muchos países en los años venideros.

En el sector de minerales tradicionales (oro, platino, sal terrestre y marina, cobre y mineral de hierro) la situación de producción no presenta cambios volumétricos considerables con respecto a la producción del año inmediatamente anterior, siendo las únicas excepciones la producción de plata que aumentó en un 44%, la de esmeraldas en un 40% y un aumento del 12% en la producción de níquel. Sin embargo, estos aumentos en las cantidades de producción no representan mayores aumentos en términos de ingresos dadas las bajas condiciones de precios de estos minerales a nivel mundial.

Los materiales de construcción de mayor importancia en cuanto a volumen de producción son las calizas y los agregados pétreos. De las primeras se produjeron 13,4 millones de toneladas en 1998, habiéndose utilizado unas 10,7 millones de toneladas en la industria del cemento.

66 Las arenas y gravas tuvieron una producción estimada de 25 millones de toneladas durante 1998, de las cuales casi el 60% se concentró en las seis principales ciudades del país. En ese mismo año, la producción oficial de arcillas y caolines fue de 7,5 millones de toneladas, la cual no incluye la minería no registrada y la informal.

Sin embargo, se insiste en que las cifras de producción de gravas, arenas, areniscas y arcillas pueden ser inexactas, debido a que gran parte de la minería se desarrolla de manera ilegal, ya que no existen estudios actualizados ni completos de geología, minería, reservas, calidades, etc. Por otro lado, el inventario minero efectuado por INGEOMINAS, no cubrió por sus limitantes programáticas algunas zonas del país, lo

cual pone de presente la imperiosa necesidad de la realización del censo minero 2000 propuesto en el PNDM y que espera la decisión política para llevarlo a cabo.

En cuanto a las *esmeraldas*, las cifras oficiales indican que en los dos últimos años el nivel de producción en quilates ha crecido un 39%, al pasar de 6.6 a 9.3 millones de quilates, en tanto que las exportaciones muestran una caída equivalente al 41.3% al pasar de 141,4 MUS\$ a 83 MUS\$.

A su vez, durante el último año el valor de la producción oficial de *oro* no presentó ningún aumento siendo de 18.810 kilogramos. Un factor que ha afectado el volumen de producción registrado, ha sido la salida del metal de comercio informal hacia países vecinos y la venta directa a compradores nacionales. No obstante lo anterior, en términos globales la demanda internacional de oro no se ha saturado, y la subasta de grandes cantidades del metal en mercados europeos por políticas de los Bancos Centrales y la crisis Balcánica no ha tenido un efecto negativo sobre las exportaciones nacionales.

Esta problemática ha ejercido una marcada influencia en los costos de producción, situación que han tenido que enfrentar los productores nacionales disminuyendo sus costos y mejorando su competitividad.

La balanza comercial de oro, esmeraldas y joyería reportada por el Banco de la República durante el último año ha presentado un saldo positivo, con un crecimiento cercano al 40%, frente a una balanza comercial total nacional negativa, lo que ha ratificado a lo largo del último año su vocación exportadora y su creciente valor en términos de divisas y comercio.

Durante 1998 la producción de *níquel* contenido en ferroníquel de 62 millones de libras (incremento del 0,12% con respecto al período anterior) y tuvo un valor cercano a los 188 mil millones de pesos (valor para liquidación de regalías), con una variación de -6,47 % con respecto al año inmediatamente anterior. El precio promedio durante este período fue de 2,09 US\$/lb.

Es importante resaltar durante este período por parte de la empresa Cerro Matoso S.A. el haber instalado un nuevo horno que permitirá en un corto tiempo duplicar la producción de *ferroníquel*.

El consumo interno de carbón y minerales e insumos para la producción de cemento y otros materiales de construcción, se vieron en gran medida afectados por la recepción en ese sector.

El valor total de las principales exportaciones mineras (carbón, níquel y esmeraldas) tuvo una contracción de aproximadamente el 4% con respecto a la misma cifra para el año 1997. El total del níquel producido así como la casi totalidad de las esmeraldas producidas se exportan. Su consumo nacional es inferior al 3% de la producción.

Los precios de los otros minerales (oro, platino, níquel, cobre y carbón) tendieron a la baja. El oro bajo el 11%, pasando de 329,5 a 294,2 US\$ por onza, el platino cayó el 7% de 395,6 a 368,6 US\$ por onza, el cobre cayó el 27,3% de 1,03 a 0,75 US\$ por libra, el níquel cayó el 33% de 3,14 a 2,10 US\$ por libra (véase anexo estadístico cuadro 17).

Acceso a Terceros

Cerrejón Zona Norte

La infraestructura necesaria para colocar los volúmenes de carbón colombiano que demanda el mercado, fue durante muchos años uno de los cuellos de botella que limitó las exportaciones de carbones procedentes de minas diferentes a la del Cerrejón Zona Norte. A medida que se fueron desarrollando otros proyectos carboníferos (Cerrejón Central, La Loma, La Jagua de Ibirico, etc.) se hizo necesario plantear la ampliación de la infraestructura portuaria y de transporte que posee el país.

El carbón encontró por fin la posibilidad de que terceros productores puedan utilizar la infraestructura de transporte y exportación de Cerrejón Zona Norte. El acceso a terceros a la infraestructura ya existente y su ampliación aparecieron como la solución óptima, dado que su costo es menor que el de construir un nuevo puerto de las características de Puerto Bolívar y construir o ampliar otros ferrocarriles diferentes al asociado a este puerto (trocha ancha, facilidades de almacenamiento y manejo del carbón, costos y manejo ambiental). Esto, junto con la extensión y ampliación del contrato de producción de carbón con los socios extranjeros garantiza, por un impor-

tante período de tiempo más, que el país continúe ocupando un lugar privilegiado en el mundo como exportador de carbón térmico.

El Ministerio participó activamente en el proceso que culminó con la suscripción, el pasado 18 de enero, del Acuerdo Integral suscrito por la Nación, CARBOCOL e INTERCOR, que permite: el acceso de terceros a la infraestructura férrea y portuaria del complejo Cerrejón Zona Norte, de propiedad de la asociación CARBOCOL – INTERCOR y la expansión posterior de la infraestructura mencionada, la prórroga del contrato de asociación por 25 años más y la vinculación de capital privado a la participación de CARBOCOL en el contrato de asociación

Para tal efecto, se contemplaron fundamentalmente los siguientes aspectos:

- INTERCOR reconoce el derecho de la Nación de vender su participación en el Cerrejón Zona Norte.
- Se permite el acceso de otros productores del área de El Cerrejón (inicialmente Carbones del Cerrejón) a la infraestructura del Cerrejón Zona Norte.
- Se prórroga el contrato de Asociación por 25 años, hasta el 2034, haciendo de esta manera que sea posible realizar grandes inversiones para la expansión de la mina y otorgándole el mismo horizonte de tiempo que aquel de los terceros.
- Se acuerda la expansión de la producción actual de la mina (17 MTA) en 6 MTA (millones de toneladas año).
- Se prevé la posibilidad de realizar la expansión de la mina bajo la modalidad de "solo riesgo", si una de las partes decide no comprometerse con la expansión diseñada.
- Con el fin de fortalecer la posición de la parte no operadora en el contrato, se contempla la posibilidad de intervención de un amigable componedor, para dirimir desacuerdos técnicos durante la operación.
- Se garantiza la expansión de la capacidad exportadora del Cerrejón en materia carbonífera pudiendo llegarse a una capacidad exportadora de 41 MTA. A CARBOCOL e INTERCOR les asegura unos importantes recursos que podrán facilitar

el cubrimiento de los déficits financieros generados durante la vida pasada del proyecto.

- En cuanto a contraprestaciones por la extensión, se garantiza el acceso de terceros a la infraestructura, así mismo, INTERCOR seguirá pagando una regalía del 15% en Boca de Mina sobre su producción después del año 2009 y adicionalmente pagará a CARBOCOL el 5% de sus utilidades operacionales a partir de éste último año según la fórmula de cálculo definida en el Acuerdo.
- Dentro del Contrato de Asociación, se establece que si dentro de los próximos tres (3) años INTERCOR entra en conversaciones serias o recibe una oferta para negociar o ceder sus derechos en el Contrato de Asociación, tendrá la obligación de notificar a CARBOCOL y solicitar al interesado una oferta de compra adicional por la totalidad de los derechos de los Asociados. CARBOCOL podrá rechazar o aceptar la oferta. En caso de aceptarla, el producto de la venta se distribuirá por partes iguales entre las partes, descontando el VPN (valor presente neto) de las prestaciones que INTERCOR debe pagar a CARBOCOL. De igual forma, deberá proceder CARBOCOL si decide ceder sus derechos.

En cuanto al acceso a terceros, antes del 31 de diciembre del 2004 los terceros tendrán la opción de incrementar el uso de la infraestructura hasta un máximo total de 18 MTA, para lo cual pagarán una compensación subsecuente de acceso a largo plazo (SPAF) de 6,50 US\$ por cada tonelada de capacidad a que hayan optado por encima de 10 MTA de capacidad acumulada. La compensación total será de 152 MUS\$ en caso de tomarse todas las opciones mencionadas, equivalentes al derecho a transportar un máximo de 18 MTA.

70

Volúmenes de transporte y embarque en CZN

- Capacidad Actual CZN: 17,0 MTA
- Expansión Temprana: 21,0 MTA (18MTA CZN + 3MTA Terceros)
- Expansión Definitiva: 41,0 MTA (23MTA CZN + 18MTA Terceros)

Si antes del 31 de diciembre del 2002, los terceros no han tomado la decisión de expansión de Largo Plazo por un volumen mínimo de 7 MTA, deberán cancelar como pago por retiro:

- 20 MUS\$ directamente a CARBOCOL..
- Revertirá al CZN y a CARBOCOL toda la inversión realizada por los Terceros en la infraestructura.

Si los terceros incurren en incumplimiento o se les declara la caducidad, deberán pagar, a título de sanción por retiro, a favor de CARBOCOL la misma suma de 20 MUS\$ y operará también la reversión.

Las inversiones y los costos de operación serán cubiertos proporcionalmente a los derechos transportados que cada parte tenga en las expansiones de la infraestructura (CATE). La inversión total para la expansión del período de Acceso Temprano, (equivalentes a 4 MTA) está estimada en 41 MUS\$ y deberán ser cubiertos 75% por los terceros por un derecho de expansión de 3 MUS\$ y 25% por el CZN (Carbocol-Intercor) por un derecho de expansión de 1 millón de toneladas. Para el acceso de largo plazo, se realizará un estudio de factibilidad cuyo costo será cubierto, el 90% por los terceros y el 10% por las partes socias en CZN, como base para la ejecución de la expansión de largo plazo por un total de 20 MTA.

En lo que se refiere a las compensaciones que paguen terceros por el acceso a la infraestructura, ellas se distribuirán así:

- Para CARBOCOL en millones de dólares, el setenta por ciento (70%) del derecho de ingreso recibido de los terceros menos 20 MUS\$, que se entregarán a INTERCOR.
- Para INTERCOR, en millones de dólares, el treinta por ciento (30%) del derecho de ingreso recibido de los terceros más los 20 MUS\$, atrás mencionados.

En ningún caso CARBOCOL recibirá menos del cincuenta por ciento (50%) de la compensación que se obtenga de los terceros por el derecho de ingreso.

Los principales beneficios para la Nación del Acuerdo se pueden resumir de la siguiente manera:

- *Impacto Fiscal:* Incremento en Impuestos y Regalías del 60% para llegar a 670 MUS\$ en VPN.

71

- *Generación de Divisas:* Incremento del 100% para llegar aproximadamente a 1.200 MUS\$ por año.
- *Generación de Empleo:* Se estima que se pueden generar aproximadamente 3.000 empleos directos adicionales.¹
- *Saneamiento Financiero:* Se facilita el proceso de vinculación de capital privado a CARBOCOL.

Suscripción del Acuerdo FERROVIAS - DRUMMOND

Al mismo tiempo que se lograba el acuerdo en El Cerrejón Zona Norte, el Ministerio participó decididamente en el proceso de discusión y elaboración de los acuerdos suscritos entre Ferrovías y la empresa Drummond Ltd., cuyo propósito fue definir los términos y condiciones para permitir la salida de la producción carbonífera del Cesar por la línea férrea y el puerto de dicha empresa en forma competitiva.

El ajuste en las tarifas férreas fue compensado con garantías de transporte por volúmenes fijos ("take or pay") por parte de la empresa Drummond de 6 millones, 8 millones y 14 millones de toneladas para los próximos años manteniéndose en 14 millones de toneladas entre el 2002 y el 2024.

Tanto el Acuerdo Intergral de Cerrejón Zona Norte como el Acuerdo Ferrovías-Drummond, están enmarcadas dentro de las políticas gubernamentales que pretenden favorecer la generación de empleo y divisas, duplicando las exportaciones colombianas. Se espera que gracias a los acuerdos mencionados, la producción y exportación de carbón térmico pase de alrededor de 33.7 millones de toneladas en 1998 aproximadamente 60 millones de toneladas en el año 2010.

72

Marco Jurídico y Regulatorio

El sector minero habría podido estar ocupando un lugar mucho más importante del que hoy tiene en la economía nacional colombiana, de haberse tomado a principios

¹ Por cada empleo directo se generan entre 4 y 5 empleos indirectos.

de la década las medidas correctas en materia de exploración y aumento del grado de conocimiento geológico del país y de haberse dado a la inversión privada los incentivos necesarios para acometer las inversiones y riesgos inherentes a este tipo de actividades.

Dentro del propósito de fortalecer al sector y garantizar a los inversionistas privados en minería, reglas de juego claras y ágiles que les proporcionen la necesaria seguridad jurídica y económica, el Ministerio presentará en la próxima legislatura un proyecto de reforma al Código de Minas, cuya elaboración ha sido encargada a un grupo asesor bajo la dirección y supervisión permanentes del Ministerio. La reforma pondrá, entre otros aspectos, una redefinición del papel del Estado frente al sector minero y una racionalización y armonización en los trámites y procedimientos minero ambientales aplicables. (Ver Sección D para mayor detalle)

Socio Ambiental

Gestión social y ambiental del sector minero

Aunque en materia de legislación ambiental para el sector minero se ha avanzado, contándose en el momento con una definición clara de competencias, actividades objeto de licenciamiento ambiental y licencia ambiental con permisos para el aprovechamiento y utilización de los recursos naturales, es necesario sin embargo, considerar la conveniencia de aplicación de algunas figuras previstas, como los estudios ambientales regionales o colectivos, la licencia ambiental global y la figura del plan de manejo para la actividad de exploración minera sin previa aprobación de la autoridad ambiental.

De otro lado, se puede mejorar el marco legal ambiental para la minería con el nuevo código, recogiendo la experiencia en la aplicación de la reglamentación en los últimos años, y propendiendo por el impulso al desarrollo y sostenibilidad de la minería en el país.

Adicionalmente, la viabilidad de lo que se proponga en el nuevo código en materia ambiental, tiene que ver con el compromiso de trabajar de manera conjunta entre el

73

sector público y privado en el mejoramiento de la planificación ambiental, el ordenamiento ambiental territorial y la autogestión y autocontrol.

Se presentan a continuación algunos avances en la implementación de la política de producción más limpia en el sector minero relacionados con los subsectores carbonífero y aurífero, con el fin de evaluar la conveniencia de extender esta estrategia de concertación y coordinación a todo el sector minero.

- El MMA con cooperación del gobierno alemán (GTZ) y el CIM/Frankfurt adelantan desde 1996 un programa hacia una producción más limpia en la minería de oro: programa para minimizar la contaminación generada por la minería en el sur y occidente colombiano, que establece una demanda de recursos del orden de \$ 1200 millones a un plazo de cinco años. Como resultado, se han desarrollado centros mineros y ambientales en las zonas de influencia de esta actividad minera para investigación aplicada y entrenamiento, desarrollando acciones como la minimización del consumo de mercurio de 4.0 kg/kg de oro a 1.4 kg/kg de oro, la presentación de un proyecto al Fondo Nacional de Regalías para transferencia de tecnologías apropiadas en la zona aurífera del Guainía, la reformulación del Plan Minero Ambiental del Sur de Bolívar y la capacitación de 32 técnicos y 355 mineros en Nariño, entre otras.
- El MMA de manera concertada con el MME y el subsector minero, ha avanzado en la definición de términos de referencia para la realización de los Estudios de Impacto Ambiental –EIA y de los planes de manejo ambiental - PMA de actividades mineras, esperando que sean acogidos mediante resolución.

74 Estos instrumentos han facilitado el proceso de contratación de los estudios por parte de las empresas, la revisión por parte de la autoridad ambiental y han mejorado la calidad de los estudios, y reducido en síntesis los tiempos de trámite en 60 días para la obtención de la licencia y demás permisos y autorizaciones ambientales.

Hasta el momento se han preparado los términos de referencia de: i) el plan de manejo ambiental para exploración minera, que no incluya apertura de vías de acceso; ii) los estudios del pacto ambiental de:

- Explotación de carbón a cielo abierto.
- Explotación subterránea de carbón.
- Explotación de oro aluvial.
- Explotación de oro en veta.
- Explotación de materiales de arrastre.
- Explotación de materiales de construcción.

- En cuanto a protección y conservación del medio ambiente, se continuaron los programas relacionados con control y monitoría de los principales ecosistemas influenciados por la operación de El Cerrejón Zona Norte. Se dio estricto cumplimiento a las normas nacionales e internacionales vigentes en cuanto a calidad del aire, agua y suelos. En materia de adecuación de tierras, se rehabilitaron 137 hectáreas y se revegetaron 110 dando cumplimiento total a lo planeado en esta materia. El acumulado a la fecha es de 1.061 hectáreas rehabilitadas y 538 revegetadas.
- Los programas de carácter comunitario realizados por CARBOCOL que benefician al área de influencia del complejo en el Departamento de La Guajira, continúan siendo fortalecidos y cabe destacar los siguientes: El suministro de agua a las comunidades indígenas mediante la construcción de pozos profundos con molinos de viento, albercas y abrevaderos; la educación ambiental mediante convenio con la Fundación Pro Sierra Nevada de Santa Marta; la dotación de bibliotecas municipales; la recuperación y ampliación de centros de salud, aulas y parques mediante acuerdos con las alcaldías del departamento; el fortalecimiento institucional con la administración departamental y municipal; y el patrocinio de eventos culturales y deportivos como los juegos Wayüu. Se invirtieron \$10.000 millones en recuperación ambiental, para un acumulado a la fecha de \$107.470 millones.

75

Los procedimientos ambientales: situación actual

Con relación a los proyectos de gran minería el MMA en 5 años ha otorgado al sector minero 9 licencias ambientales, negado 2, devuelto 10 estudios ambientales para

complementaciones, establecido 12 términos de referencia para estudios de EIA y PMA -que todavía no se han sometido a consideración del MMA - y archivadas 71 solicitudes para proyectos de exploración en mayor número aurífera, debido en gran medida a que los usuarios desistieron por el cobro del canon superficiario exigido por el MME.

Nueve proyectos de gran minería es un número reducido para un período de cinco años. A este número se le deben adicionar los 12 proyectos de exploración minera que se acogieron al decreto 883/97 y que requirieron solamente de la presentación de un DEMA.

La utilización de guías ambientales para proyectos mineros

Con las guías ambientales se busca unificar criterios para la planificación, manejo y control ambiental de los proyectos mineros. Las guías se realizan con el propósito de sentar las bases para la iniciación de un proceso de homologación de metodologías, procedimientos y tecnologías, que sirvan de orientación para aquellos proyectos que han de iniciar actividades, o bien, como fuente de consulta o nivel de referencia para aquellos proyectos que se encuentren en etapa de operación.

Se posibilita la realización de estudios y acciones ambientales por parte de los empresarios y sus técnicos, sin incurrir en mayores costos de consultoría y de diseño y ejecución, no obstante se debe avanzar en la precisión de estas guías en la perspectiva de la autorregulación y el autocontrol por parte de las empresas.

Hasta el momento y básicamente durante 1998 se prepararon las Guías ambientales para:

- Exploración carbonífera
- Explotación subterránea de carbón
- Operaciones mineras a cielo abierto

Investigación y Desarrollo

Minerales en la Industria y la Construcción

Durante el primer semestre de 1999 la UPME desarrolló un estudio acerca del consumo de minerales en el sector de la construcción y la industria manufacturera, que analiza sistemáticamente toda la cadena de producción, distribución y consumo de los minerales. Los resultados del estudio se constituyen en una invaluable herramienta de pronóstico de demanda de minerales acorde con las expectativas de crecimiento industrial y del sector de la construcción. Al mismo tiempo, quedan establecidos los principios teóricos para el desarrollo de la metodología para el cálculo del balance minero del país.

Recursos minerales e investigación tecnológica

La recopilación de información básica es fundamental para caracterizar el territorio nacional desde el punto de vista geológico y evolutivo, para todo tipo de investigación que tenga que ver con las ciencias de la Tierra, la exploración del subsuelo y la posterior explotación de sus recursos. Esta acción forma parte de una importante estrategia para agregarle valor a los recursos mineros nacionales a través del aumento del conocimiento geológico y la reducción de los riesgos de inversión en la actividad exploratoria.

El Ministerio de Minas y Energía a través de INGEOMINAS incorporó dentro de sus herramientas de producción cartográfica, el Atlas Geológico Digital de Colombia, donde se compila en un solo documento la información geológica georeferenciada de la superficie del territorio nacional, incluyendo las zonas marinas, con escalas de captura de 1:500.000, 1:3.000.000 y 1:50.000, para las porciones continental, marina e insular respectivamente.

Además, para lograr la recopilación sistemática de datos, la estandarización de información y la definición de programas estratégicos para el levantamiento de mapas geocientíficos y con miras a desarrollar un mejor entendimiento de la naturaleza y composición de la superficie y de la corteza terrestres y de cómo y en dónde hay

ocurrencia de recursos minerales, INGEOMINAS se ha propuesto alcanzar tres objetivos que se describen a continuación:

Reconocimiento Geocientífico del Territorio Nacional

- Compilar y estandarizar la información geológica, geoquímica, geofísica y geotécnica existente en el país y procesarla en un ambiente SIG.
- Elaborar y publicar la cartografía básica del país a escalas 1:100.000 y 1:200.000.
- Elaborar los mapas temáticos de características geológicas, geofísicas y geotécnicas del territorio nacional.
- Elaborar los modelos evolutivo y dinámico de la corteza terrestre en el territorio colombiano.
- Identificar y caracterizar los procesos geoquímicos en rocas, aguas, suelos, sedimentos y gases por regiones y en zonas de interés.
- Caracterizar las unidades lito-estratigráficas, geoquímicas y geofísicas del territorio colombiano.

De los objetivos antes mencionados se han realizado:

- 35 planchas a escala 1:100.000 con su respectiva memoria explicativa.
- 4 cuadrángulos escala 1:200.000 con sus respectivas memorias y memoria explicativa.
- 12 mapas geológicos departamentales con sus memorias explicativas (San Andrés, Atlántico, Caquetá, Arauca, Casanare, Meta, Huila, Atlántico, Magdalena, Bolívar, Sucre, Amazonas).
- Mapa aeromagnético, mapa radiométrico y mapa gravimétrico escala 1:100.000 y 1:500.000 del Pacífico sur.
- Caracterización sismotectónicas del sismo del Quindío (mapa de réplicas, mapa morfotectónico, mecanismos focales, reocupación estaciones GPS).
- Mapa de desplazamientos relativos de placas y fallas activas.

78

- Mapa sismotectónico de las zonas Cauca Romeral, Borde Llanero y Cauca Patía.
- Zonificación geotécnica de las ciudades de Armenia y Cartagena.

Inventario de Recursos del Subsuelo de la Nación

- Contribuir a la definición y ejecución del Plan Nacional de Desarrollo Minero y el Plan Nacional de Aguas.
- Diseñar y ejecutar programas de exploración y evaluación de recursos minerales e identificar los métodos y metalurgia más adecuados.
- Evaluar el potencial del recurso hídrico subterráneo, termal y mineral en Colombia.
- Caracterizar los recursos energéticos fósiles para lograr su adecuado aprovechamiento.
- Compilar y evaluar la información que permita identificar los minerales estratégicos.
- Prospeccionar, delimitar y evaluar las áreas con minerales estratégicos.
- Desarrollar y aplicar nuevas metodologías para la caracterización y beneficio de carbones y minerales.
- Desarrollar alternativas con tecnologías limpias en los procesos de beneficio de minerales.

De estos objetivos se han realizado:

- Atlas Hidrogeológico, planchas 01-02-03-04 y 09, escala 1:500.000.
- Mapas Hidrogeológicos de Córdoba y Sucre, escala 1:250.000.
- Mapa preliminar de gradientes geotérmicos a escala 1:1.500.000 y generación de estándares.
- Mapa de dominios minerales industriales escala 1:500.000.
- Mapa de recursos minerales de Colombia con énfasis en zonas de Cauca Romeral y Costa Atlántica, escala 1:500.000 y 1:1.500.000.

79

- Inventario Minero de Cundinamarca con informe, bases de datos y mapas escala 1:250.000.
- Atlas de Minería de Colombia, mapas asociados al inventario minero nacional, mapa minero ambiental, mapa de caracterización geométrica del depósito, mapa de legalidad minera, mapa base de beneficio de minerales y mapa de actividad minera. Escala 1:500.000.
- Mapa mineralúrgico de oro con información primaria y secundaria escala 1:500.000, con cubrimiento de 7 planchas.
- Atlas Colombiano de Información Geológico Minero para Inversión ACIGEMI: con las coberturas: cartografía, geología, geoquímica, geofísica, inventario minero, metalogénesis y catastro minero.
- Colombia Potencial Geológico Minero Escenario 99-2000.
- Minerales Estratégicos para el Desarrollo de Colombia 98-99.

Inventario y Monitoreo de Geoamenazas y Procesos Superficiales de la Tierra

A la fecha se tienen:

- Mapa nacional de amenaza por Fenómenos de Remoción en Masa escala 1:500.000.
- Inventario de grandes deslizamientos de Colombia.
- Atlas de Información sísmica nacional.
- Mapa preliminar de microzonificación sísmica y cálculo de amenaza para la ciudad de Armenia.
- Atlas de amenaza volcánica en Colombia.
- Mapas de amenaza volcánica del Azufral, Machín y nevado del Huila.
- Mapa de riesgo del volcán Galeras.
- Mapa de sismicidad de Colombia.
- Boletines semestrales de actividad sísmica, boletín de movimientos fuertes.
- Boletines semestrales de actividad volcánica.
- Recolección y disposición de fuentes radiactivas en desuso.

80

- Diagnóstico e inventario nacional de fuentes radiactivas.
- Elaboración documentos departamentales y asistencia planes de ordenamiento territorial (Ley 388).
- Sistema de información para gestión de riesgos y atención de emergencias en Santa Fe de Bogotá.

Regalías

La producción minera nacional generó en promedio durante el período 1995-1998 el 9,5% de las regalías causadas.

La producción de carbón mineral aportó durante el mismo período el 6,6% del total de las regalías causadas, mientras que la producción de oro, plata, platino, níquel y esmeraldas aportó el 2,9%.

El monto de las regalías causadas provenientes de la producción minera se incrementó en los últimos años, al pasar de 43.621 millones de pesos en 1995 a 67.881 millones de pesos en 1998 (ver anexo estadístico, cuadro 53).

81

Hidrocarburos

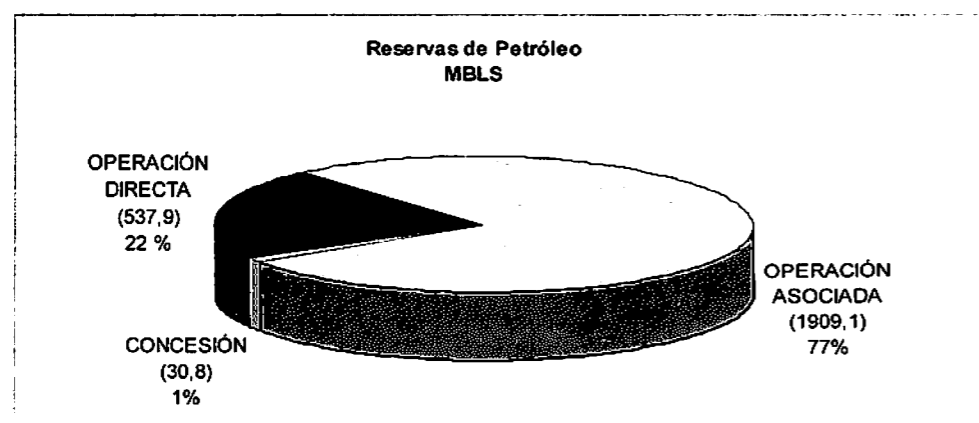
Petróleo y derivados

Balance oferta - demanda

Exploración y producción

Las reservas remanentes de petróleo a 31 de diciembre de 1998 ascendieron a 2.477,8 millones de barriles (MBls)¹ (gráfica 1). A pesar que se adicionaron en este año, 175² MBls de crudo, el total de reservas remanentes disminuyó un 5,6% con respecto al que se tenía a finales de 1997 (2.577,2 MBls).

Gráfica 1
Reservas de petróleo a 31 de diciembre de 1998



¹ Fuente: ECOPETROL

² Fuente: ECOPETROL, Informe de Gestión 1998, abril.

Las adiciones a las reservas -o sea lo que se agrega anualmente al total de reservas remanentes- corresponden esencialmente a los volúmenes con base en los cuales ECOPETROL otorga la comercialidad a los contratos y provienen *básicamente* del campo Floreña con 24,4 MBls, campo Venganza 23,5 MBls, la comercialidad de Pauto Sur 27 MBls y la comercialidad de Cupiagua Sur, con 37 MBls. El resto corresponde a los reajustes en las cifras iniciales de comercialidad, basados en los análisis que se realizan en el proceso de producción de los campos.

Actualmente se dispone de un portafolio de opciones exploratorias de ECOPETROL, que se fundamenta en estudios de las cuencas sedimentarias, para avanzar en el conocimiento geológico del país y en su respectivo potencial. En la actualidad, el potencial de hidrocarburos del país asciende a 37.000 millones de barriles, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias.

En cuanto a reservas, se mantienen las acciones y actividades encaminadas a descubrirlas y desarrollarlas, ya sea por ECOPETROL directamente o a través de la asociación con compañías inversionistas que compartan el riesgo y la incertidumbre, propias de la actividad exploratoria.

En 1998, se adelantaron varios estudios geológicos regionales necesarios para la definición de la perforación de nuevos prospectos, ellos son:

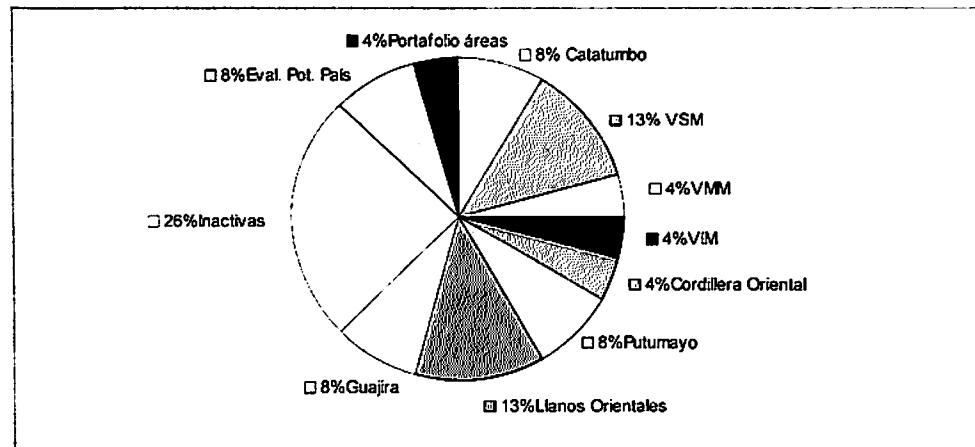
Cuadro 1

- Evaluación integrada del Catatumbo
- Evaluación Cretáceo - Terciario VMM
- Potencial petrolífero de la Cordillera Oriental
- Precretáceo del Putumayo
- Trampas estratigráficas del Putumayo
- Evaluación Cretáceo - Terciario Llanos
- Evaluación profunda del VSM
- Estructuras precetáceas del VSM
- Turbiditas terciarias y estructural Cretáceo del VIM
- Estratigráfico turbiditas de la Guajira
- Estructuras cretáceas y precetáceas de la Guajira
- Evaluación potencial petrolífero de los Cayos del Cesar - Ranchería
- Potencial petrolífero de gas de Colombia
- Evaluación del potencial de reservas de Colombia
- Portafolio áreas prospectivas

(Fuente: ECOPETROL)

Los 21 estudios regionales dieron como resultado la generación de 31 áreas prospectivas, con un potencial de reservas posibles de aproximadamente 3500 MBEP. Actualmente, se encuentran en evaluación 35 áreas prospectivas adicionales (gráfica 2). Estas áreas prospectivas están localizadas en las cuencas de los Llanos Orientales, Valle Superior y Valle Medio del Magdalena, Putumayo, Cesar-Ranchería y Cordillera Oriental. En once (11) de las áreas hay bloques con contratos de asociación, trece (13) están en bloques de ECOPETROL y las restantes siete (7) se ubican en áreas libres para nueva actividad.

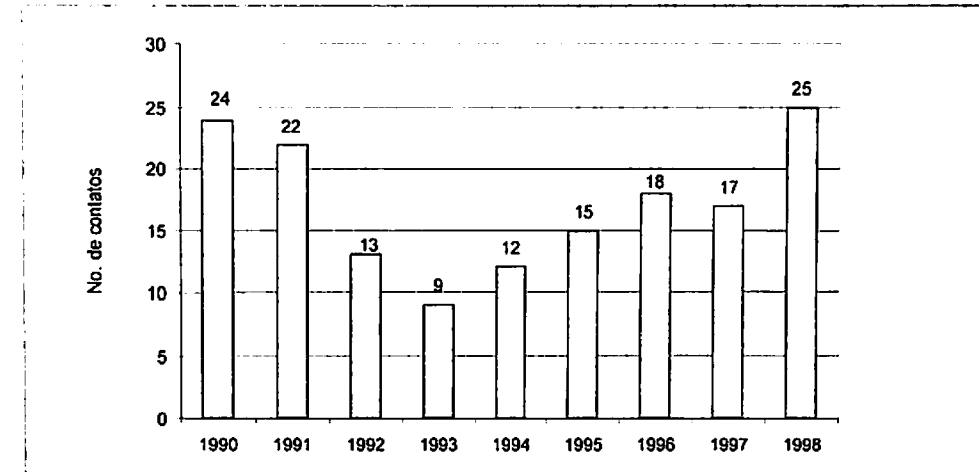
Gráfica 2
Distribución geográfica estudios regionales



Durante 1998, ECOPETROL generó de forma directa 14 nuevos prospectos con reservas estimadas de 1.450 MBPE, con lo cual el portafolio de oportunidades de exploración de ECOPETROL llegó a 42 proyectos. Las reservas probables de estos prospectos podrían alcanzar los 4.414 MBPE.

84 Al finalizar 1998, se registraron 111 contratos vigentes, 71 de los cuales se encuentran en la fase de exploración y los 40 restantes en la etapa de explotación. En lo corrido del año 1998, se suscribieron 14 nuevos contratos de un total de 25 aprobados, entre los cuales se destacan los 4 contratos en el Mar Caribe (Amoco, Arco, Shell y Texaco) y el contrato firmado en la región de Medina Oriental, bajo la modalidad de riesgo compartido. Adicionalmente, se comenzó el primer contrato bajo la modalidad de producción incremental en el área de Tibú. En este contrato, el operador es ECOPE-TROL y el socio aporta capital y tecnología.

Gráfica 3
Número de contratos aprobados



En resumen, a diciembre 31 de 1998 se contaba con la participación de 79 compañías, 46 de las cuales están trabajando en equipo con ECOPETROL, como operadoras en exploración y producción, y las restantes 33 en calidad de socias.

En materia exploratoria, se adquirieron en el país 1.823 kilómetros de sísmica 2D (que con respecto al año inmediatamente anterior representa una disminución del 25%) y 821 kilómetros de sísmica 3D.

Cuadro 2
Actividad sísmica 2D de exploración (km registrados)

	1996	1997	1998
Ecopetrol	621	696	334
Asociación	1527	1760	1499
TOTAL	2148	2456	1823

85 Para la sísmica 2D, que le corresponde a ECOPETROL, se adelantaron en los bloques río Zulia 146 km, Acevedo, 100 km y en Casabe, 88 km. En cuanto a sísmica 3D, ECOPETROL levantó 491 km², para el proyecto Neiva 3D en la cuenca del VSM, con buenas expectativas para definir potencial petrolífero adicional tanto exploratorio

como de desarrollo. Las asociadas adquirieron 330 km² de los cuales 73 km² corresponden al contrato de asociación Tisquirama (VMM) y los 53 km² restantes fueron adquiridos en los contratos Alcaraván y Miradores (LLA), 129 km² en el contrato de asociación Dindal (VSM) y 79 km² en el contrato Caguán (VSM).

El año pasado, *la perforación exploratoria* se desarrolló principalmente en las cuencas de los Llanos Orientales (13 pozos), Valle Superior del Magdalena (17 pozos), Valle Medio del Magdalena (8 pozos), Cauca-Patía (2 pozos), Cesar Ranchería (3) y Bogotá y Putumayo con un pozo cada una. Al cierre de año se encontraban 8 pozos en perforación en curso por parte de socios y 2 pozos de perforación en curso por parte de ECOPETROL (Cocuyo-1 y el de la Cira), ambos en el Valle Medio del Magdalena.

En total se perforaron 43 pozos exploratorios, 17 de ellos del tipo A-3, con los que se encontraron 3 nuevos campos, El Gigante, Olivo/Catalina y Airu, que se encuentran en evaluación, en las cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena.

En cuanto a *pozos de desarrollo*, se perforaron 65, destinados al desarrollo y delimitamiento de los yacimientos.

En términos globales, la actividad exploratoria del país en 1998 demandó recursos del orden de 399 MUS\$, cifra superior en un 8% a la del año inmediatamente anterior de 371 MUS\$.

Las inversiones de la actividad exploratoria de ECOPETROL fueron destinadas a proyectos de evaluación de la prospección de hidrocarburos en el país y generación de prospectos en las cuencas de los Llanos Orientales, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, Putumayo y Cesar-Ranchería. Igualmente, se destinaron a las labores de perforación directa de ECOPETROL en los pozos Cocuyo-1 y 1649 A, en áreas aledañas al distrito de producción de El Centro, Gerencia Centro-Oriente, y a las labores de perforación mediante contratos de riesgo compartido (CRC), en los pozos Tocaragua-1, Unicornio-1 y Palomas-1. Finalmente, se trabajó en 27 proyectos de evaluación regional, con las cuales se determinaron 31 nuevas áreas prospectivas de exploración. Estas actividades utilizaron recursos de inversión por un total de \$68 millardos. Los fondos restantes, \$12 millardos, se utilizaron para pagar cuentas de la vigencia anterior, desarrollo de sistemas de información y soluciones tecnológicas, dentro de las cuales se destacan el proyecto de mane-

jo integrado de la información (MIITE) y las relaciones con el entorno social y ambiental en las actividades de pozos, sísmica y estudios ambientales

La operación directa ejecutó inversiones en desarrollo por valor de 44,6 MUS\$ (\$76 millardos). De estas inversiones, un 52% (23 MUS\$) fueron destinadas al crecimiento de la producción, principalmente en la Gerencia Llanos, dentro del proyecto Apiay -Ariari. Los 21,6 MUS\$ restantes (48%) corresponden a las inversiones de mantenimiento en la operación de los campos de las diferentes gerencias de la operación directa.

Dentro de la operación asociada se destacan ampliamente las inversiones en el proyecto Cusiana, con 151 MUS\$ (\$217 millardos). Estas cifras se concentran principalmente en la perforación y terminación de pozos y obras de infraestructura, en las instalaciones de la fase III de compresión en el campo de Cupiagua y en proyectos de producción incremental de inyección de agua y desarrollo de Cupiagua Sur, con los cuales se espera mantener la producción de petróleo por encima de los 400 kBDC hasta el año 2000.

La producción promedio de petróleo alcanzó en 1998 los 754 kBDC, es decir, aumentó en un 15,6% con respecto a 1997. En diciembre se alcanzó la mayor producción de Cusiana-Cupiagua con 450 kBDC y por consiguiente la máxima producción de hidrocarburos con 930 kBDC (854 kBDC de petróleo y 495 MPCD de gas natural).

Del total que hoy se produce el 69% pertenece a la producción de Cusiana y Caño Limón.

La discriminación detallada de la producción de crudo en 1998 en kBDC se presenta en el cuadro 3.

Esta producción pudo haber sido mayor, si no se hubieran presentado algunos factores adversos, como retrasos y problemas operacionales y de orden público. El potencial adicional no producido durante 1998 se estima en 80 kBDC.

En cuanto a otros proyectos en operación, se recibió la solicitud de la *British Petroleum* para comercializar los yacimientos de Pauto y Floreña y comenzar las labores de producción y se obtuvo la confirmación por parte de la multinacional estadounidense GHK del hallazgo de hidrocarburos en la formación Cimarrona, en predios del municipio de Guaduas, Cundinamarca.

Cuadro 3
Producción de petróleo -kBDC

Tipo de explotación	1997	1998
Asociación	517	622
Ecopetrol	119	116
Concesión	15	16
TOTAL PAÍS	652	754

Fuente: Ecopetrol

Refinación

La carga de crudo en el año 1997 fue de 277,2 kBDC, mientras que la carga de crudo en 1998 ascendió a 280,5 kBDC, con la siguiente distribución: 200,0 en el CIB (Complejo Industrial de Barrancabermeja), 75 kBDC en la refinería de Cartagena y 5,5 kBDC en las refinerías de Orito, Tibú y Apiay (véase anexo estadístico, cuadro 23).

El rendimiento sobre crudo de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena para 1998, en gasolinas, fue del 40,9%, en destilados, medios del 31,7%, GLP, 7,8% y combustóleo, 19,6%. El índice de productos blancos fue 77,5%, superior en 1,6% al presentado en 1997.

El abastecimiento de gasolina al país, con producción propia, alcanzó un cubrimiento del 81,2%. La demanda de gasolina motor en 1998, fue de 129,5 kBDC, frente a 131,0 kBDC de 1997, lo que representa una disminución del 1,14%, debido a la desaceleración de la economía.

La venta de combustibles en el mercado nacional en 1998 fue de 249,9 de kBDC frente a 251,8 kBDC en 1997, es decir tuvo una disminución menor al 1%. En cuanto al consumo de diesel oil, este también disminuyó debido al contrabando de particulares, que afectó, principalmente en la Costa Atlántica, las ventas de ECOPETROL.

Comercio Internacional

Las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados llegaron a contabilizar 2.307 MUS\$ al finalizar el año 1998. Debido a la situación internacional de bajos precios del crudo que se presentó en el año 1998, en términos monetarios, las expor-

taciones se redujeron en un 15,6%, con respecto a 1997, a pesar del aumento en el volumen de exportación de petróleo de 35 millones de barriles. Las exportaciones de petróleo crudo en 1997 fueron 151,5 millones de barriles.

Las exportaciones de combustóleo de 44,6 kBDC en 1998, disminuyen en 6,86 kBDC, y su precio de 9,9 US\$/Bl baja 4 US\$/Bl con respecto a 1997, lo cual incide en una reducción de 98,5 MUS.

En 1998, el precio promedio del crudo WTI fue de 14,39US\$ por barril, al igual que otros precios spot, disminuyó un 30% en términos corrientes respecto al promedio de 1997 (véase anexo estadístico, cuadro 31). El crudo Cusiana presentó un precio promedio por barril de 13,29 US\$, el de Orito, 11,63 US\$, el de Caño Limón, 12,45 US\$ y el de Vasconia, 11,61 US\$. La reducción en el precio promedio de exportación del crudo durante el año fue del 32% por barril con respecto a la cifra de 1997. Esto se compensa de alguna manera en la balanza comercial, al reducirse el precio de importación de gasolina que sufrió una reducción del 24,3% con respecto al año 1997 y se situó, al terminar 1998, en un valor de 18,7 US\$ por barril, lo cual se traduce en menores importaciones (202 MUS\$ frente a 319 MUS\$ en 1997).

El comercio exterior de productos en 1998 incluye: (a) la importación de 28,65 kBDC de gasolina RON 94 a un precio promedio de 18,73 US\$/Bl, debido principalmente a las inspecciones programadas de las unidades de ruptura catalítica; y (b) la exportación de excedentes de diesel oil (7,5 kBDC), Jet A (1,9 kBDC) y combustóleo (44,7 kBDC). De igual manera, como consecuencia del aumento del octanaje de la gasolina, se exportó nafta virgen de bajo octano en un volumen de 6,4 kBDC a un precio de 14,49 US\$/Bls.

El aporte neto de ECOPETROL al Fondo de ahorro y estabilización petrolera (FAEP) para 1998 fue de \$99.078 millones.

De acuerdo con lo anterior, en el caso de las exportaciones el aumento del 10,9% en pesos, obedece a mayores volúmenes exportados, al pasar de 165,7 kBDC en 1997 a 216 kBDC en 1998 y al efecto de la devaluación compensado con los menores precios internacionales.

La balanza comercial del sector en 1998 ascendió a 2.105 MUS\$, con una disminución del 13%; efecto este ocasionado por menores precios internacionales de crudo y productos, como hemos mencionado anteriormente. El volumen total a exportar de

los asociados en 1998 totaliza 236 kBDC y valorado a 11,58 US\$/Bl en promedio, se reflejan en exportaciones del orden de 997 MUS\$.

Cuadro 4
Balanza comercial de hidrocarburos

	1997	1998	Variación 98/97 %
Balanza comercial	2.414,4	2.105,1	-12,8
Exportaciones	2.733,2	2.307,2	-15,6
Petróleo	2.340,7	2.030,0	-13,3
Combustoleo	260,6	162,1	-37,8
Diesel oil	77,1	43,0	-44,3
Otros productos	54,8	72,1	31,6
Importaciones	318,8	202,1	-36,6
Gasolina motor	294,5	191,4	-35,0
Otros productos	24,3	10,7	-56,0

Fuente: Ecopetrol, Compañías
Elaboró: Subdirección de Información - UPME -

Consumo nacional

El consumo nacional de combustibles líquidos (gasolinas, destilados medios y productos blancos) permaneció casi en el mismo nivel del año anterior, en aproximadamente 91,2 millones de barriles, disminuyendo sólo un 1% con respecto al año 1997. Las razones parecen ser, aparte del bajo incremento en la actividad industrial y el aumento moderado del parque automotor, también en recesión, el ahorro de combustibles introducido por las nuevas tecnologías en los motores de combustión interna y el acceso que ha tenido la población a otros combustibles como el gas natural y el GLP (véase anexo estadístico, cuadro 29).

Las principales causas de la reducción reciente de la demanda de gasolina son:

- Para 1998, la UPME estimó un consumo nacional de gasolina de 135.700 BDC, con un crecimiento esperado del PIB del 3,6% y la política de ajuste de precios vigente antes de la liberación. La diferencia de 3.700 BDC, frente al consumo observado, se explica en un 50% por la caída de la tasa de crecimiento de la actividad económica al 0,6% y en un 17% por la medida del pico y placa. El 33% restante se puede deber a un incremento de robos y contrabando, entre otros factores no determinados.

- La caída en el consumo, durante el primer trimestre de 1999, se puede explicar en un 64%, por la profunda recesión económica, y en un 35%, por el efecto de la Ley de Fronteras y el incremento de los contrabandos y robos. La incidencia de la nueva política de precios de la gasolina es prácticamente despreciable, un 0,32%, por los menores precios en este trimestre frente a los esperados en la política de ajuste anterior.

En cuanto a la petroquímica, se continúa abasteciendo la demanda nacional de tolueno, xilenos, ciclohexano y manteniendo la participación en el mercado del polietileno y bases lubricantes, con una producción anual de 4.800 toneladas y 530 mil barriles, respectivamente.

Infraestructura

Transporte y almacenamiento

En 1998 se entregó la ampliación de la capacidad de transporte de refinados de 50 kBDC en la troncal Galán-Salgar. En cuanto a la capacidad de transporte de crudo, se tenía previsto entregar en el primer semestre la ampliación de 7,7 kBDC del tramo Vasconia-CIB, pero problemas de orden público pospusieron la entrega para el segundo semestre.

En 1998, se logró mantener un almacenamiento promedio de 10,9 días de consumo de gasolina y destilados medios, con respecto a una meta de 8,4 días. El logro se fundamenta en la optimización de la operación, la mayor capacidad de respuesta que permite la utilización parcial del SCADA y al comportamiento de la demanda, que fue inferior a la proyectada.

Así mismo, se logró un cumplimiento satisfactorio en el transporte de crudo por las redes de la empresa, transportando 240 kBDC con respecto a 241 kBDC previstos. El índice de pérdidas promedio del semestre alcanzó el 0,32%, con respecto a una meta del 0,21%.

En términos generales, la infraestructura de transporte de crudos en Colombia responde bastante bien a la necesidad de llevar el petróleo desde los sitios de producción a

los centros de embarque. Ya existen líneas suficientes desde las áreas con alto potencial de producción de hidrocarburos hasta los centros de acopio y embarque. Por ejemplo, hay inclusive competencia por el transporte de crudos desde el Centro Oriente del país hasta los puertos. Hay sobrecapacidad de transporte desde los Llanos Orientales, desde el Magdalena Medio y desde el Putumayo hasta los principales centros de embarque.

Refinación

Durante el segundo semestre de 1998 y el primero de 1999, Ecopetrol invirtió cerca de 112 MUS\$ en el negocio de refinación, los principales proyectos ejecutados se describen a continuación:

- Actualización tecnológica de las unidades de crudo, UDC.

UDC: Unidades de Destilación de Crudos (atmosféricas y al vacío); son las unidades que procesan el crudo. Debido a que la dieta de crudos (mezcla de los diferentes crudos que se producen en el país) se ha modificado en los últimos años, antes eran más pesados y ahora son más livianos por la entrada de los campos de Caño Limón y Cusiana, ha sido necesario actualizar tecnológicamente estas unidades, para adecuarlas a estos cambios y poder procesar los crudos, las obras ejecutadas en este proyecto alcanzan los 9 MUS\$.

- Actualización de las unidades de ruptura catalítica, URC.

Estas unidades ya no son de operación física sino de operación química, porque transforman o convierten el gasóleo, producido en las UDC, en GLP y naftas de alto octanaje. Estas URC requieren actualizar todos los equipos principales: reactores, torres de fraccionamiento, intercambiadores de calor, y equipo rotativo, con el fin de mantenerlas en condiciones normales y seguras de operación, las obras ejecutadas en este proyecto alcanzan los 27,8 MUS\$.

- Automatización de plantas y área de elementos externos

Dado que hace más de 30 años el control de proceso de las variables de operación en las plantas se hacen en el campo y su manejo es casi manual, actualmente, con el desarrollo de los sistemas informáticos, se están instalando equipos de software y hardware que hacen este control automáticamente y optimizan el control operacional

de estas variables logrando una mejor separación ó mezcla de productos, con el fin de maximizar la producción de productos blancos y minimizar la producción de productos negros, las obras ejecutadas en este proyecto alcanzan los 26 MUS\$.

- Sistema de almacenamiento de GLP.

Este es un proyecto eminentemente de seguridad que se desarrolla desde 1996 hasta el año 2004 y está en operación, consiste en trasladar el área de almacenamiento del gas propano y butano (GLP) del interior del CIB a un área externa en las cercanías de la estación del oleoducto en la margen del río Magdalena, con el fin de incrementar el almacenamiento y asegurar el suministro oportuno de este gas de consumo doméstico, las obras ejecutadas en este proyecto alcanzan los 6,5 MUS\$.

- Modernización planta de alquilación.

Esta planta con más de 40 años de construcción, estaba en su límite de retiro; su actualización permite un mejor tratamiento de los gases olefínicos (propilenos y butilenos) on menor costo de oportunidad como GLP, obteniendo gasolina de alto octanaje (Avigas de 130 octanos) con mayor costo de oportunidad, las obras ejecutadas en este proyecto alcanzan los 26,6MUS\$.

- Otros proyectos

Son proyectos menores como: la reparación de la planta de soda, el sistema de tratamiento de aguas STAR.

Marco jurídico y regulatorio

Los cambios, propuestos y aprobados, al régimen contractual y fiscal vigente buscan incentivar la inversión en exploración, con miras a reactivar e incrementar la actividad exploratoria del país y asegurar, de esa manera, el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos.

El incremento de las reservas constituye una de las principales metas y objetivos de este Ministerio, dada la importancia del sector para la economía del país. Hoy, con una producción diaria superior a 850 kBDC el sector hidrocarburos representa aproxi-

madamente el 4,5% del PIB Nacional, aporta más del 20% de la balanza comercial positiva, genera a través de ECOPETROL más del 35% del total de los ingresos de las empresas del sector público no financiero y genera vía regalías más del 20% del total de transferencias a las entidades descentralizadas.

Para que el sector hidrocarburos continúe participando de igual manera en la economía nacional es necesario incrementar el nivel de reservas remanentes, con el fin de mantener el nivel de producción de hidrocarburos que se registra a la fecha. De no incrementarse el nivel de reservas remanentes, la producción empezará a decrecer a partir del 2001, hasta llegar a niveles de 200 kBDC en el 2010 (gráfica 4). Estos pronósticos de producción se basan tanto en las curvas de producción proyectadas para los campos actuales como en la evolución reciente de las reservas remanentes.

Dichas reservas remanentes han decrecido significativamente en los últimos años, a una tasa de declinación promedio del 5% anual para el período 1993-1997, como consecuencia de los altos niveles de producción y el bajo volumen agregado de nuevas reservas (gráfica 5).

Los niveles de producción registrados entre 1994 -1997 han llevado a consumir más de 845 millones de barriles de las reservas del país, mientras que en el mismo período sólo se han descubierto 67 millones de barriles de reservas adicionales.

El bajo nivel de nuevos descubrimientos de los últimos años se debe al descenso de la actividad exploratoria. Es así como durante el período 1990 - 1993 se perforaron en promedio más de 32 pozos por año, mientras que para el período 1994 -1998 la perforación bajó a 13 pozos año en promedio.

Para incrementar el nivel de exploración, con miras a descubrir nuevas reservas, se identificaron las variables que inciden sobre dicha actividad, con el fin de revisar y modificar, en lo posible, aquellas afectadas por decisiones de política petrolera.

La historia exploratoria del país permite concluir que las dos variables que más afectan la actividad son el precio del petróleo y las decisiones del país en materia de política petrolera. Lo anterior se evidencia en la gráfica 6.

En esta gráfica se observa que durante el período 1977-1981, la actividad exploratoria tuvo una marcada relación con el comportamiento del precio internacional del petróleo, lo que llevó a registrar más de 70 pozos perforados en el año 1982. Igualmente

se observa cómo después del descubrimiento de Caño Limón en 1983, año en que había caído la actividad, se inició un nuevo ciclo creciente, a pesar de la tendencia a la baja en el precio. En el año 1988 se llegó a la perforación de 85 pozos exploratorios, de los cuales ECOPETROL adelantó directamente 20.

El efecto que generó Caño Limón no se repitió con los descubrimientos de Cusiana y Cupiaguá, después de los cuales continuó decreciendo el nivel de pozos exploratorios, lo cual se explica por las medidas contractuales adoptadas en 1989 con el contrato de producción escalonada y la reforma tributaria de 1992. Así mismo se observa cómo se logró reactivar la exploración con la introducción del contrato Factor R en 1994.

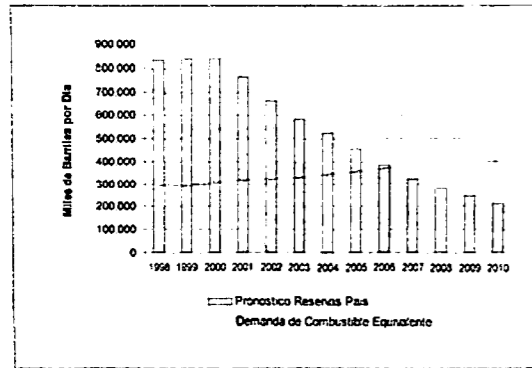
A pesar de que después de 1994 se registra una tendencia creciente en la exploración, la actividad realizada no supera en promedio 13 pozos por año, lo cual se explica por la caída de los precios internacionales de crudo. Las estadísticas de exploración de los últimos 4 años permiten concluir que con la coyuntura de precios actual y el sistema contractual y fiscal existente no hay suficientes incentivos para que las compañías realicen inversión en exploración.

Para incrementar el nivel de exploración deben modificarse aquellas variables que inciden sobre la economía del negocio y que pueden ser controladas por el Estado a través de decisiones de política petrolera. A esta conclusión se llegó después de evaluar las condiciones del entorno mundial y el nivel de competitividad de Colombia en comparación con el de otros países productores.

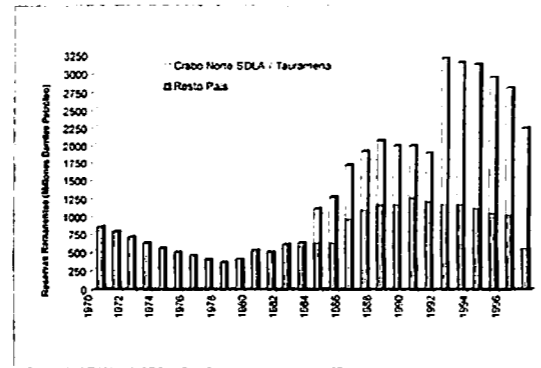
El entorno mundial está marcado por la coyuntura de precios que ha generado cambios en la visión del negocio, tanto para compañías inversionistas como para los países productores. Estos últimos, particularmente aquellos que enfrentan problemas de relación reservas/producción (al igual que Colombia), competirán fuertemente por atraer inversión en exploración³. Dicha competencia por recursos se agudiza puesto que las compañías inversionistas se han visto en la necesidad de reducir sus presupuestos de inversión, debido a los resultados operacionales de 1998, que reflejaron una reducción de ganancias superior al 50% y 60% en comparación con 1997.

³ Para evaluar el nivel de competitividad de Colombia se evaluaron más de 15 países, incluidos Turquía, Chile, Bolivia, Ecuador, Perú, Egipto, Argentina, Brasil, Argelia, Libia, Indonesia, Nigeria, México, Venezuela e Irán. De esos países Indonesia, Brasil, Argentina, Perú, Ecuador, Chile y Turquía enfrentan dificultades con la relación reservas/producción según los datos que sobre dicha relación se tomaron del BP Statistical Review de diciembre de 1997.

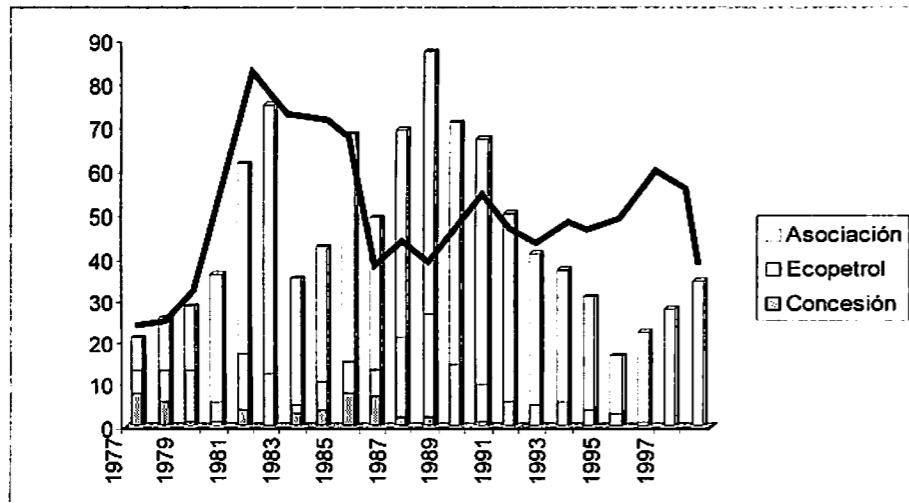
Gráfica 4
Pronóstico de producción



Gráfica 5
Evolución reservas remanentes



Gráfica 6



96

⁴ En los contratos de producción compartida el Estado no invierte ni en la etapa de exploración ni en la etapa de desarrollo y capta la renta petrolera en etapas avanzadas de operación, una vez que las compañías han recuperado la inversión en exploración y se presentan excedentes de caja en los proyectos.
⁵ La mayoría de los países evaluados tienen esquemas de regalías variables en función del nivel de producción o de la rentabilidad de los asociados.
⁶ Turquía, Chile, Bolivia, Ecuador, Perú, Egipto, Argentina, Brasil, Argelia, Libia, Indonesia, Nigeria, México, Irán y Venezuela.
⁷ Fuente: Petroconsultants.

Por otra parte, los países productores, con el fin de mejorar su nivel de competitividad, han flexibilizado los términos contractuales y fiscales, mediante la introducción de contratos de producción compartida⁴ y la adopción de sistemas de regalías variables⁵.

Teniendo en cuenta que los inversionistas toman las decisiones de inversión en exploración haciendo un balance entre prospectividad y economía del proyecto, para evaluar la competitividad de Colombia se compararon las condiciones geológicas y económicas del país con aquellas ofrecidas por otros 15 países⁶.

En términos generales, Colombia tiene buenas condiciones geológicas, medidas en términos de potencial petrolífero, factor de éxito y tamaño promedio de campo. El potencial petrolífero de Colombia es de 37.000 millones de barriles. En cuanto al factor de éxito y al tamaño promedio de campo, el balance es positivo. El factor local es del 20% y el promedio de la muestra es del 37%⁷ (incluyendo países como México y Venezuela). Por otra parte, el tamaño de campo promedio de Colombia (50 MBIs) supera el promedio de los demás países (40 MBIs).

La comparación de prospectividad arrojó resultados positivos para Colombia. Pero la economía de los proyectos, que es el otro elemento que afecta la decisión de inversión en exploración de las compañías, colocó a Colombia en una posición desventajosa frente a los demás países evaluados, como se indica a continuación:

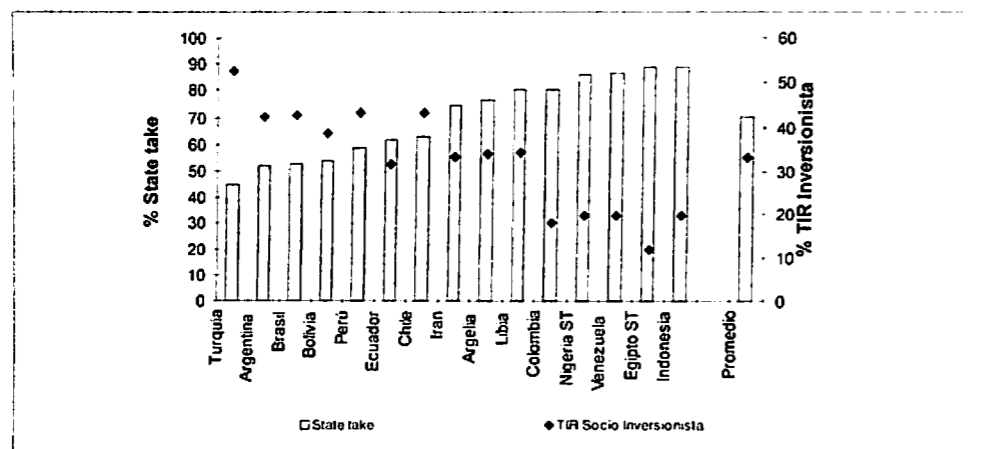
El análisis económico se realizó mediante una valoración de los proyectos (para 5 campos de distintos tamaños de 30, 50, 100, 250 y 1000 MBIs), con las condiciones contractuales, fiscales y los costos promedio de los países de la muestra.

La rentabilidad de los proyectos en Colombia fue 17% aproximadamente, mientras que la rentabilidad promedio de los países estudiados fue 30%. (gráfica 7). Los resultados de la valoración indican que Colombia está en desventaja en relación con países como Argentina, Brasil, Bolivia, Perú, Ecuador y Chile. La rentabilidad de los proyectos en Colombia sólo es comparable con países como Venezuela y Nigeria, que tienen una mejor prospectividad y por lo tanto un menor riesgo exploratorio.

Así mismo el State Take⁸ colombiano, que se ubicó en un 80%, es uno de los más altos de la muestra. Este indicador permite comparar la competitividad de los países en función de su participación en la renta petrolera, que es la suma de los ingresos que se reciben por la actividad petrolera vía impuestos, regalías y partici-

97

Gráfica 7



pación sobre la producción. En el caso colombiano, el State Take era comparable únicamente con países como Venezuela, Nigeria e Indonesia los cuales tienen mayor prospectividad.

En las condiciones existentes, Colombia no podía competir con los otros países evaluados puesto que al ofrecer una rentabilidad promedio del 17%, que sólo es comparable con la rentabilidad ofrecida por países de mejor prospectividad, los inversionistas tenderán a invertir sus recursos a la misma tasa pero en países que cuentan con un menor riesgo geológico (tipo Venezuela o Nigeria). Por consiguiente, los esfuerzos se encaminaron a equilibrar el balance entre prospectividad y economía colombiano de acuerdo con el balance obtenido para países con un riesgo geológico similar (tipo Chile, Argentina o Perú), que ofrecen una rentabilidad del 30%.

98 Para lograr tal propósito, se buscó acercar a Colombia a esa rentabilidad objetivo, mediante la modificación de aquellas variables del régimen contractual y fiscal vigente que tienen un mayor impacto sobre la rentabilidad de los proyectos. Las sensibilidades realizadas al modelo de valoración de los campos locales⁹ permitieron identificar el efecto que generan sobre la rentabilidad los cambios a las variables afectadas por decisiones de política petrolera.

Se concluyó que la variable que más afecta la rentabilidad es la tasa de regalías. Una reducción del 10% en la tasa de regalías, aumenta en más de 5% la rentabilidad de los proyectos (gráfica 8).

Gráfica 8

Variable	Variación	Aumento puntos TIR Inversionista (%)
Regalías	Menos 10 Puntos	5.2
Renta	Menos 10 Puntos	3.4
Amortización	UP a LR	1.6
Participación ECP	Menos 25 Puntos	1.4
Depreciación	De 10 a 5 años	1.3
Remesa	Menos 7 puntos	0.6

Teniendo en cuenta que existen variables como el impuesto de renta o la tarifa de remesas, *cuya modificación no está siendo discutida*, se evaluaron los cambios requeridos para lograr una rentabilidad objetivo del 30% con la modificación de las demás variables incluidas la tasa de regalías, el sistema y plazo de amortización y la participación de ECOPETROL en los contratos de asociación.

Es dentro de este contexto que se diseñó un paquete de reforma contractual y fiscal con tres componentes principales: primero, la aceleración de la depreciación y amortización para las compañías petroleras de 10 a 5 años así como un cambio en el método de amortización de unidades de producción a línea recta; segundo, una nueva estructura de regalías flexible dependiendo del tamaño del campo; y tercero, la reducción de la participación de ECOPETROL en el contrato de asociación.

Los cambios comenzaron a hacerse a finales del año pasado. Las modificaciones en cuanto a depreciación y amortización para las compañías petroleras fueron aprobadas por el Congreso de la República en diciembre de 1998 a través de la Reforma Tributaria.

⁸ El State Take es un indicador utilizado por consultores y analistas internacionales para determinar la competitividad de los sistemas contractuales y fiscales de los países productores

⁹ Se corrió un modelo de valoración para 25 campos de diferentes tamaños, ubicados en las cuencas sedimentarias activas. Se proyectaron los flujos de caja de los proyectos, con los costos promedio de cada cuenca y las condiciones fiscales y contractuales vigentes.

A principios de mayo de 1999 el Congreso aprobó, con el Plan de Desarrollo, la modificación al esquema de regalías, pasando de un esquema de regalías fijo, que grava con una tarifa del 20% la producción del campo (en forma independiente del tipo y la rentabilidad del proyecto, la recuperación de costos o el volumen o calidad de los hidrocarburos), a un esquema variable en función del volumen de producción del campo (cuadro 5).

Cuadro 5
Esquema de liquidación de regalías

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Para una producción menor o igual a 5 kBDC	5%
Para una producción mayor a 5 kBDC e inferior a 125 kBDC Donde $X = 5 + (\text{Producción kBDC} - 5 \text{ kBDC}) * (0.125)$	X%
Para una producción mayor a 125 kBDC e inferior a 400 kBDC	20%
Para una producción mayor a 400 kBDC y menor a 600 kBDC Donde $Y = 20 + (\text{Producción kBDC} - 400 \text{ kBDC}) * (0.025)$	Y%
Para una producción igual o superior a 600 kBDC	25%

Los porcentajes de regalías aplicables a una producción dada se fijan de acuerdo con la escala indicada en el cuadro anterior, que inicia con una regalía del 5% y termina con una regalía del 25%. La propuesta conlleva la fijación de porcentajes de regalías que varían durante la etapa de explotación del campo, de acuerdo con el volumen de producción registrado para cada período de liquidación. De modo que a mayor producción, mayor será el porcentaje de regalías. Como se observa en la siguiente gráfica. Con este esquema se minimiza el impacto que un costo fijo pueda tener sobre la economía de los proyectos en las fases inicial y final de la etapa de explotación.

Finalmente, el cambio al esquema de regalías es consonante con la tendencia internacional, en el sentido de fijar porcentajes de regalías variables, los cuales para el caso colombiano, varían en función del volumen de producción. Por ejemplo, países como Venezuela y Perú lo hacen basados en la rentabilidad de los proyectos, mientras que Argentina se basa en el tamaño de los campos.

El ciclo de reformas se cerró el mes pasado con la decisión de la Junta Directiva de ECOPETROL que adoptó cambios en las condiciones económicas de los contratos de

asociación, reduciendo los porcentajes de participación de la estatal petrolera y de la empresa asociada en el contrato de asociación.

Los nuevos contratos de asociación que se suscriban tendrán una distribución así: 70 por ciento para el asociado y 30 por ciento para ECOPETROL. Hasta hoy, la distribución era 50 por ciento para ambos. De igual forma, ECOPETROL pasará de realizar un 50 por ciento de las inversiones del proyecto a solo el 30 por ciento.

Cuando la producción acumulada de los campos alcance 60 millones de barriles, se distribuirá entre ECOPETROL y el asociado, aplicando el Factor R (indicador de rentabilidad que permite aumentar la participación del Estado sobre la producción, una vez que el asociado ha recuperado los costos de inversión y operación del campo).

En los nuevos contratos de asociación, la participación del asociado se empieza a diluir cuando el Factor R sea igual a 1,5 y llegará a 35 por ciento cuando el Factor R sea igual a 2,5. Antes de la modificación, el Factor R se activaba en 1 y la participación del socio llegaba hasta un 25 por ciento de la producción cuando el R era igual a 2. Adicionalmente, el Factor R se calculará en constantes.

El paquete de reformas contractuales y fiscales mejora el nivel de competitividad del país y en el mediano plazo, permitirá reactivar la actividad exploratoria y mantener el aporte del sector hidrocarburos a la economía nacional en términos de aporte a la balanza de pagos, giros de regalías a las entidades territoriales e ingresos de la Nación por concepto de impuestos y transferencias. El petróleo seguirá siendo de esta manera un factor fundamental en el crecimiento económico del país.

Proyectos

Liberación de los precios de la gasolina corriente motor y el diesel oil

El Ministerio de Minas y Energía adoptó una nueva política en materia de fijación de precios de la Gasolina Corriente Motor y el ACPM a partir de enero de 1999. La modificación toma como referencia del ingreso al productor, el precio internacional de un galón de combustible (precio FOB Costa del Golfo) y se adicionan el costo de los fletes y seguros de transporte y los demás costos de importación (aranceles). Los

márgenes de comercialización se fijan partiendo de un modelo de flujos de caja descontados que permite hallar el margen mínimo requerido para obtener una remuneración dada sobre el capital invertido. La medida de liberación de precios de los combustibles es una medida estructural cuyos resultados son de largo plazo

La medida adoptada permite establecer el ingreso al productor con referencia a precios eficientes (precios FOB) que reflejan la estructura real de costos de un productor eficiente y permiten remunerar el capital invertido, generando excedentes que en el caso Colombiano serán percibidos por ECOPETROL y transferidos a la Nación vía dividendos que podrán ser destinados a realizar inversión social.

Los objetivos de la medida tomada son:

(i) Racionalizar las finanzas de ECOPETROL, buscando la especialización en la exploración para mantener el auto-abastecimiento de crudos en el país y una mejor asignación de los recursos públicos. Históricamente los precios de los combustibles han estado bajo el control oficial y los aumentos se han hecho con base en metas macroeconómicas o de inflación definidas por el gobierno central.

Esta metodología de aumento interno de precios de los combustibles ha llevado a que el precio internacional y el precio doméstico de los mismos no se encuentren relacionados y ha hecho que tradicionalmente este último haya estado muy por debajo de los precios internacionales, lo que quiere decir que ECOPETROL ha estado subsidiando el precio de dichos combustibles.

El hecho de destinar recursos por parte de la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, para cubrir la diferencia entre los precios internacionales y nacionales, que en los últimos cinco años han superado los US\$ 2.351 millones de dólares (que equivalen a diciembre 31 de 1998 a más de 3,6 billones de pesos) conlleva un debilitamiento financiero de ECOPETROL, además de la pérdida de ingresos tributarios para la Nación por concepto de impuesto a las ventas en una suma no inferior a US\$ 869 Millones de dólares (1,33 billones de pesos).

La pérdida de recursos de ECOPETROL y de la Nación de esta manera contribuye a aumentar el déficit fiscal e impide para el primero de ellos, tener recursos disponibles para especializarse en la exploración y explotación de hidrocarburos necesarios para

garantizar el autoabastecimiento energético del país y para el caso de la Nación le impide invertir dichos recursos en inversión social en educación, salud, saneamiento básico o infraestructura.

Adicionalmente, la presencia de capital privado en el negocio permitirá destinar recursos de inversión de ECOPETROL para destinarlos a otras actividades de la empresa más rentables (exploración y producción), o permitirá liberar espacio de inversión a otras agencias del Estado que podrán concentrarse en realizar inversión en otras áreas (inversión social).

(ii) Lograr una asignación más eficiente de los recursos públicos eliminando un esquema de subsidios de estratos bajos a estratos altos. Se eliminan los subsidios otorgados por ECOPETROL. La diferencia entre precios domésticos y precios FOB es asimilable a un subsidio otorgado por el Estado colombiano a los usuarios finales de gasolina, dado que el menor ingreso ha dejado de ser percibido por ECOPETROL (empresa industrial y comercial del Estado). No obstante lo anterior, el destino de dichos recursos dista mucho de ser un subsidio, toda vez que los principales usuarios de gasolina corriente motor no son usuarios de menores ingresos o estratos socioeconómicos bajos. Por el contrario, el 46% del consumo de gasolina esta destinado a vehículos de uso particular, mientras que sólo un 33% está destinado a vehículos de uso público.

(iii) Romper con uno de los principales indexadores de la inflación en Colombia. Lo que es relevante en la medida, más que el precio en sí mismo, es romper la inercia que en el país ha generado el hecho de que la inflación va paralela a los incrementos de precios de gasolina, no obstante que la gasolina tiene un peso promedio muy bajo en la estructura de costos de todos los sectores productivos. El alza de la gasolina por decreto, por parte del Gobierno, constituye la disculpa para subir todos los precios y esto tiene un efecto altamente negativo para los estratos de menores ingresos, salvo por efecto de especulación, un aumento de precios de gasolina del 10% no tiene por qué tener un efecto final en la inflación de más de 0,44%, el resto es especulación avalada por la fijación de un precio por resolución.

Es importante recalcar que el impuesto que más afecta estratos bajos es la inflación, ya que va directamente contra el poder adquisitivo de los salarios. Quien tiene activos fijos se ve menos afectado por la inflación, ya que estos suben de precios. Quienes solo perciben un salario, no tienen defensa alguna. Lo que se fija por resolución no es el alza de la gasolina sino una sustracción de salario por el mismo porcentaje.

Los ajustes en la economía implican desmontar paradigmas que afectan el presupuesto de la población de menores ingresos, es decir, la costumbre de utilizar el alza en los precios de la gasolina como excusa para elevar en proporción similar los demás productos de la canasta básica familiar es una práctica que disminuye la capacidad adquisitiva de bienes y servicios de dicho sector de la población. Si bien el aumento en el precio de la gasolina tiene un impacto moderado sobre la inflación, en Colombia ese impacto ha sido exagerado.

(iv) *Fomentar la libre competencia a lo largo de la cadena de distribución y por ende mejorar la calidad y cobertura del servicio de distribución de combustibles.* La fijación de márgenes de comercialización, con una metodología que permita reflejar los costos reales de distribución de combustibles, promueve la inversión en la cadena de distribución, inversión que se reflejará en un incremento de la capacidad de almacenamiento y en una expansión de la red de distribución.

Los márgenes a lo largo de la cadena de distribución han estado bajo el control del gobierno y tradicionalmente han sido muy estrechos y no han permitido la expansión adecuada de la infraestructura que requiere el país. Por un lado, Colombia es uno de los países con más baja densidad de estaciones de servicio, por debajo incluso de países como México, Brasil y Venezuela. Por otro lado, Colombia tiene déficit de almacenamiento de combustibles, pues sólo la ciudad de Bucaramanga posee un almacenamiento mayor a 15 días de consumo de la demanda de la zona, que es el requerido por el Decreto 383 de 1990.

En el caso de los combustibles, la fijación de precios eficientes permite generar una mayor confiabilidad en el suministro (porque genera incentivos tanto para la importación de combustibles como para la construcción de nuevas refinerías locales), al tiempo que asegura el crecimiento de la red de distribución y la expansión de la capacidad de almacenamiento.

Estructura tarifaria

Con la nueva estructura, los incrementos futuros en el precio de la gasolina dependerán del comportamiento de los precios internacionales de gasolina, del comportamiento de la tasa de cambio y del nivel de competencia existente entre minoristas en el corto plazo. En el mediano plazo también dependerán de la competencia entre distribuidores mayoristas, una vez que sea liberado el margen de dichos distribuidores.

El esquema de liberación será gradual para toda la cadena de distribución de combustibles. Inicialmente se liberó el precio al usuario final en las principales ciudades capitales del país y en la medida en que los precios de mercado y su estructura así lo permita, se liberará el precio de venta del mayorista. El precio de venta al usuario final será igual al precio de venta en planta de abasto, más el margen del distribuidor minorista.

Existen dos regímenes de liberación. *El régimen de libertad vigilada* se aplicará en aquellas zonas en donde exista un número adecuado de actores en el mercado que garanticen la libre competencia entre los distintos oferentes. Siguiendo este criterio, el régimen de libertad vigilada se aplicará en las ciudades capitales de departamento, puesto que en estas ciudades se concentrará más del 80% del total de la demanda total y en las cuales existe un alto nivel de cobertura de estaciones de servicio por número de usuarios.

Se exceptúan del régimen de libertad vigilada todas aquellas ciudades que no sean capitales de departamento, así como aquellas capitales de departamento que no cuentan con un nivel de cobertura adecuado, incluidas las capitales de San Andrés y Providencia, Guajira, Guaviare, Chocó, Caquetá, Casanare, Arauca, Amazonas, Guainía, Vichada y Vaupés.

Por otro lado, para evitar abusos en las zonas donde no existe alta densidad de estaciones de servicio, se establece el *Régimen de libertad regulada*, en la cual determina un margen máximo para el minorista de 130.00 pesos por galón que se aplicará sobre el precio máximo en planta de abasto para determinar el precio máximo de venta al público. Para determinar este margen, al igual que el mayorista, se tuvieron en cuenta la remuneración de sus costos operacionales al igual que el capital invertido. Este margen variará anualmente de acuerdo con el índice de precios al consumidor para dicho año certificado por el DANE.

La libertad de precios regulada busca ponerle un límite al margen de los minoristas para evitar alzas excesivas en los precios del combustible en zonas donde no hay competencia y/o donde hay sobre costos en transporte. Adicionalmente, en estos municipios, los comités municipales de precios definirán los costos de transporte que se aplicarán para definir el precio máximo al público de la gasolina corriente motor en sus respectivas localidades.

Gestión social y ambiental

Es importante considerar los beneficios económicos que ha traído el desarrollo de la industria petrolera en ciertas regiones del país, como se muestra en el estudio sobre el impacto ambiental de la industria petrolera en Casanare¹⁰, donde el índice de necesidades básicas insatisfechas (NBI) se recuperó en doce puntos contra los siete puntos de índice nacional, entre 1985 y 1993.

De manera general la evaluación ambiental se ha identificado casi exclusivamente con las licencias ambientales y en particular con los estudios de impacto ambiental (EIA), y en particular solo se aplica a los proyectos. Esta visión restringida a llevado a considerar que su tarea es esencialmente identificar impactos y establecer medidas de manejo para ellos. Como consecuencia de lo cual se le da énfasis a las acciones de control y corrección de los impactos ambientales, más que a las de prevención y maximización sus beneficios.

Más de la mitad (58%) de las solicitudes tramitadas ante el Ministerio del Medio Ambiente corresponde al Sector Hidrocarburos. El número de proyectos tramitado indica un promedio de 125 solicitudes de licencia ambiental al año, sin tener en cuenta los 253 proyectos que se acogieron a los Decretos 1421/96 y 883/97 durante el tiempo que estuvieron vigentes, número muy alto que encuentra explicaciones en los siguientes argumentos:

- La gestión en hidrocarburos se ha manejado con un criterio de aprobar actividad por actividad.
- Muchos cambios menores, ampliaciones, o rehabilitaciones han sido sometidos al trámite de licencia ambiental, pues según el concepto jurídico es necesario, este trámite excesivo ha tratado de solucionarse con resoluciones como la 1421 de 1996 y con decretos como el 883 de 1997, esfuerzos de reglamentación declarados inexecutable por el Consejo de Estado.
- La falta de un ordenamiento territorial con criterios ambientales obliga a realizar estudios ambientales para proyectos que no lo requerirían en caso de existir este, pues muchos requerirían solo el trámite de permisos y el cumplimiento de algunas guías ambientales o normas técnicas.

¹⁰ CRECE, 1996.

Cuadro 6

Gestión de licencias ambientales en el sector de hidrocarburos de acuerdo con la Ley 99 de 1993 . Decreto 1753 de 1994 y Resolución 655 de 1996

Actividad	Estudios de impacto ambiental	Acto administrativo
SÍSMICA	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA BLOQUE DE EXPLORACIÓN SÍSMICA ALCANCE REGIONAL	LICENCIA AMBIENTAL (IMPLICITO PERMISOS)
	PLAN DE MANEJO PARA CADA PROGRAMA SÍSMICO	ESTABLECIMIENTO PLAN DE MANEJO AMBIENTAL
PERFORACIÓN EXPLORATORIA	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA EL AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA ALCANCE REGIONAL	LICENCIA AMBIENTAL (IMPLICITO PERMISOS)
	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL PARA CADA POZO EXPLORATORIO	ESTABLECIMIENTO DE PLAN DE MANEJO AMBIENTAL
EXPLOTACIÓN	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA EXPLOTACION DE CAMPOS PETROLEROS Y DE GAS	LICENCIA AMBIENTAL (IMPLICITO PERMISOS)
	PLAN DE MANEJO PARA LA PERFORACION DE POZOS DE DESARROLLO Y SUS LINEAS DE FLUJO	ESTABLECIMIENTO DE PLAN DE MANEJO
TRANSPORTE	DIAGNOSTICO AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS ALCANCE REGIONAL	SELECCIÓN DE ATERNATIVA
	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	LICENCIA AMBIENTAL (IMPLICITO PERMISOS)

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente, Términos de Referencia Sector Hidrocarburos, 1997

Investigación y desarrollo

Proceso de implantación del modelo de aseguramiento de la calidad ISO-9002. En noviembre de 1998 el ICONTEC evaluó y aprobó el sistema de aseguramiento de la calidad para la línea de producción del turbo combustible JPA de la Refinería de Cartagena, donde acredita que sus sistemas cumplen los requerimientos de la norma inter-

nacional NTC-ISO 9002/94. La Refinería de Barrancabermeja presentó un avance del 85% y se espera obtener la respectiva certificación durante el primer semestre de 1999.

En materia de aplicación de la tecnología, se desarrollaron proyectos generales de aprovechamiento corporativo y otros particulares en áreas específicas del Centro Corporativo. El diagrama mostrado en el cuadro 6 hace una relación de los proyectos desarrollados, así como su correspondiente avance durante el período.

Aspectos específicos

Atentados contra la infraestructura sectorial

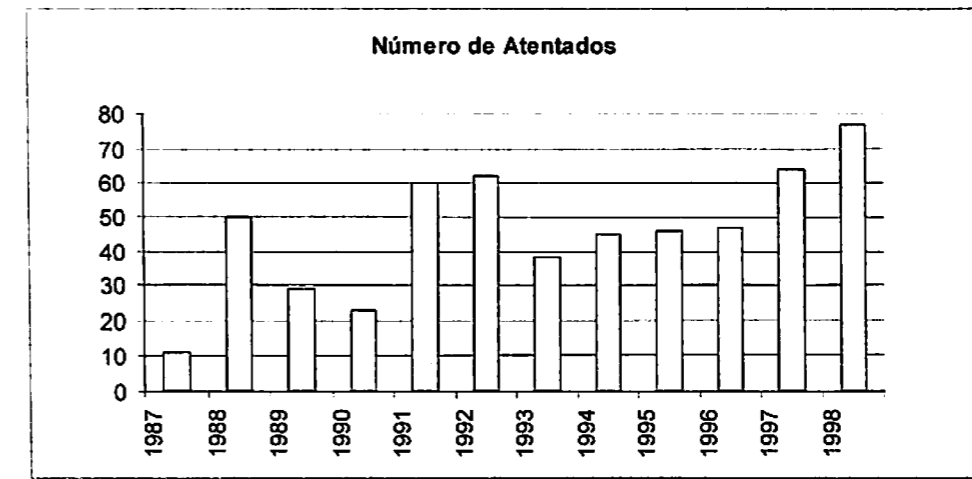
Entre julio de 1986 y julio de 1997 ECOPETROL ha registrado más 700 atentados contra la infraestructura petrolera, representados en pérdidas para la industria, la sociedad y el medio ambiente. Las pérdidas para la industria petrolera son significativas, teniendo en cuenta que la producción no alcanza el millón de barriles día y que los costos de reparaciones ascienden aproximadamente a 18,7 Millones de US\$. Entre los problemas ambientales propiciados por la voladura del sistema de transporte de hidrocarburos se pueden mencionar:

- Daños en las cuencas de los ríos Arauca, Catatumbo y Magdalena, entre otros.
- Daños en humedales y ciénagas, como la de Zapatosa.
- Suelos contaminados.
- Afectación de cursos pesqueros

El número de atentados al Oleoducto de Caño Limón – Coveñas fue de 77 en 1998, con una pérdida de 250.000 barriles de crudo (cuadro 7) y un costo de reparación de 10 MUS\$. Al precio promedio del año, el valor del crudo perdido por atentados a este oleoducto asciende a una cifra de 2,98 MUS\$. El país dejó de recaudar por regalías \$960 millones de pesos (tasa de cambio de \$1.600 por dólar).

El número de atentados y perforaciones al resto de la infraestructura de Oleoductos de ECOPETROL ascendió a 299 en 1998 y hubo 24 atentados a la red poliductos de productos refinados con un costo anual de reparación de las líneas de 2,7 MUS\$. El valor de los productos perdidos supera la suma de un millón de dólares.

Gráfica 7
Número de atentados



Cuadro 7
Derrame de petróleo crudo por atentados

AÑOS	BARRILES DERRAMADOS
1995	134.278
1996	105.603
1997	190.577
1998	250.000
Total	1.655.771

Regalías

La producción de nacional de hidrocarburos generó en promedio, durante el período 1995-1998, el 90,5% de las regalías causadas. Los yacimientos localizados en seis departamentos aportan el 90% de esas regalías. Ellos son: Casanare, 42,2%; Arauca, 18,9%, Meta, 11%; Huila, 7,2%; Santander, 5,5% y Guajira, 5,2% (véase anexo estadístico, cuadro 54). El monto de aquellas que provienen de la producción de hidrocarburos se ha incrementado en los últimos años, al pasar de \$435.614 millones de pesos en 1995, a \$574.677 millones de pesos en 1998 (véase anexo estadístico, cuadro 53).

Hidrocarburos

Gas combustible

Balance oferta - demanda

GAS NATURAL

Oferta

El país cuenta hoy con un nivel de reservas probadas de gas natural que asciende a los 6.747 giga pies cúbicos (GPC) y de reservas probables de 2.230 GPC. Las principales reservas se encuentran en la Guajira (2.975 GPC), Cusiana-Cupiagua (2.984 GPC) y Piedemonte (380 GPC). Las reservas adicionadas y descubiertas en 1998 provienen principalmente de los campos de Pauto Sur 27 y de la comercialidad de Cupiagua Sur.

La producción promedio de gas natural en 1998 fue de 2.007 millones de pies cúbicos diarios (MPCD), sin descontar el gas reinyectado y el lift. La producción nacional se ha incrementado considerablemente en los dos últimos años. En 1997 el incremento fue de 39% y en 1998 de 60% debido a Cusiana, Cupiagua y Orito.

La producción de la Guajira es la que actualmente aporta el mayor porcentaje (72%) a la atención del consumo nacional.

Adicionalmente, en noviembre de 1998 ECOPETROL llegó a un principio de acuerdo con los asociados de Cusiana y Cupiagua para la producción de hasta 100 MPCD de gas a partir del 2001, provenientes de los campos ubicados en estas áreas. Con este

acuerdo se aclara el panorama de abastecimiento de gas natural para el interior del país. Este principio de acuerdo abre el camino para que terceros compren esta producción (gas sin tratar) y la canalizen hacia la demanda existente en el país.

Demanda

El consumo de gas natural durante 1998 aumentó el 5%, con respecto al año anterior. La estructura del consumo se conserva sin mayores cambios.

Cuadro 1
Suministro de gas natural por sectores

SECTOR	1997		1998	
	MPCD	%	MPCD	%
Termoeléctrico	281,3	49,52	298,3	50,06
Ecopetrol	115,1	20,26	113,6	19,07
Petroquímico	15,3	2,69	11,5	1,93
Industrial	103	18,13	107,9	18,11
Residencial	47,5	8,36	58,6	9,83
Transporte	5,8	1,02	5,9	0,99
Total	568,0	100,00	595,86	100,00

Fuente: Ecopetrol

Sector de generación termoeléctrica

Es el sector de mayor consumo, con el 50% del total. Presenta dos períodos marcados de consumo; uno considerado como de alto consumo, el cual se presentó de enero a abril durante el fenómeno atmosférico de El Niño, y otro de bajo consumo, el cual se presentó el resto del año. El alto crecimiento en el consumo se debe a los cambios climáticos que hicieron que aumentara considerablemente la generación térmica a base de gas natural en los períodos secos.

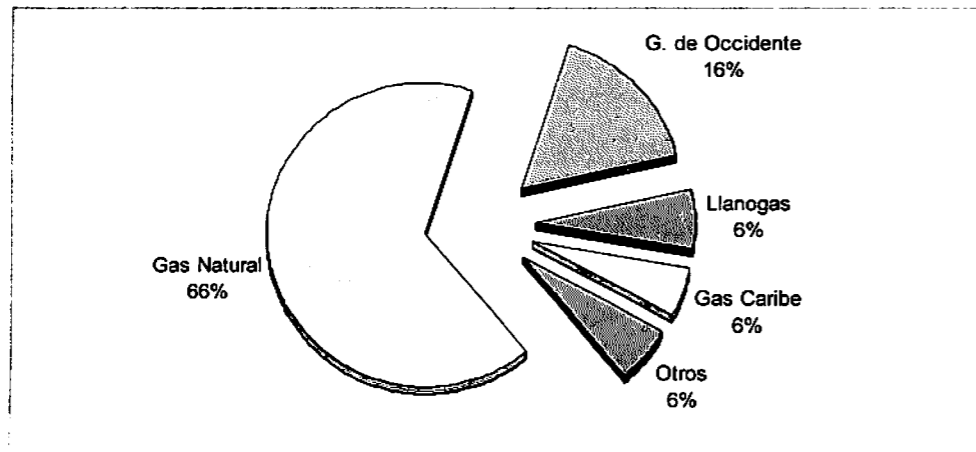
Distribuidores domiciliarios

Presenta un crecimiento notable en la participación del total consumido en 1998 llegando a ser hoy casi un 10% del total. El aumento del año 1998 con respecto al año 1997 fue de 2,4%, pasando de 47,5 MPCD a 58,6 MPCD. En la gráfica 1 se pueden ver los actuales remitentes y el peso de cada uno de ellos en la distribución de gas natural en el país.

En 1998, en el sector distribución, las empresas adjudicatarias de las áreas exclusivas en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Norte del Valle y Tolima avanzaron en su estructuración y operación. Adicionalmente, se adjudicó la última área de servicio exclusivo correspondiente al Altiplano Cundiboyacense, concesión otorgada por el Ministerio de Minas y Energía a Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P. De esta manera se ha concluido el proceso de adjudicación de áreas, contemplado en el plan de masificación.

El incremento de instalaciones domiciliarias de gas natural fue de 277.879 nuevas instalaciones, representando un aumento del 20,7%, con respecto al número total de instalaciones que se tenía al finalizar el año 1997. Los mayores incrementos se presentaron en los departamentos de Cundinamarca (34,9%) y Norte de Santander (22,6%).

Gráfica 1
Participación de empresas en la distribución de gas natural



Otros sectores

La participación en el consumo de los sectores industrial y refinación (ECP) no varía significativamente, el 18% y 19% respectivamente. El sector petroquímico disminuyó del 2,7% al 1,9%.

Precios

El mercado del gas natural se compone de usuarios regulados y no regulados. Los usuarios no regulados son aquellos que tienen una demanda máxima superior a 500 kPCD, nivel que disminuirá a 100 kPCD a partir del 2006.

Estos usuarios pueden negociar libremente los precios de suministro con un productor, pagando los correspondientes cargos de transporte y distribución, observando que si el destino del gas es diferente al de la generación eléctrica, como materia prima para petroquímica o consumo residencial de estratos 1 al 3, debe adicionársele la contribución al Fondo de solidaridad.

Cuando los usuarios son regulados, es decir, su consumo es inferior a 500 kPCD, como los residenciales, comerciales y pequeños industriales, la tarifa de venta para estos es establecida por la CREG.

Las empresas distribuidoras de gas natural que operan redes urbanas, deben someterse a la fórmula tarifaria establecida por la CREG para 5 años, con el fin de determinar el Dt (cargo promedio máximo de distribución) correspondiente, buscando asegurar que en cualquier año la tarifa promedio por unidad de gas sea igual al cargo promedio máximo por unidad (Mst).

Con base en la información presentada por cada una de las empresas distribuidoras, se calculó el Dt, utilizando la metodología de costo medio de largo plazo. Así se obtuvieron los valores aprobados para las empresas distribuidoras a precios de 1996, reconociendo una rentabilidad del 14% antes de impuestos. El ajuste se hace anualmente con el IPC.

Para los usuarios que son objeto de contribución, se estableció un procedimiento de ajuste de los factores de contribución que en el caso de estrato 5 es del 60% y en el del estrato 6, del 68%:

Cuadro 2
Ajustes de factores de contribución

ESTRATO	1998	1999	2000	2001 y siguientes
Estrato 5	35%	30%	25%	20%
Estrato 6	50%	40%	30%	20%

Fuente CREG

Igualmente, para alcanzar los niveles de subsidios autorizados por ley, iguales a 50% para estrato 1 y 40% para estrato 2, la CREG estableció un programa de desmonte de los excedentes sobre los subsidios de la siguiente forma:

Cuadro 3
Desmonte sobre excedentes de subsidios

ESTRATO	1998	1999	2000
Estrato 1	25%	35%	25%
Estrato 2	25%	35%	25%
Estrato 3	5%	-	-

Fuente CREG

Los usuarios de gas natural de los estratos 3 y 4 no serán objeto de subsidios, a la vez que quedan exentos del pago de contribución. En ningún caso se otorgará subsidio a los consumos superiores al consumo básico (20 metros cúbicos al mes).

Para los usuarios industriales y comerciales se estableció un 8,9% de factor de contribución de solidaridad, dado que dichos usuarios venían pagando este excedente como parte de su tarifa antes de la vigencia de la Ley 142/94.

GAS LICUADO DEL PETRÓLEO - GLP

Oferta

La producción en el año 1998 fue de 22.916 BDC, mayor en un 5,1% con respecto a la del año anterior. Para atender la demanda, el país tuvo que importar un equivalente a 68 BDC.

¹ El consumo de GLP en el país durante el primer trimestre de 1998 fue de 22.272 BDC.

La producción de GLP en campos aporta para los años 1997, 1998 y 1999 entre un 1 y un 11 por ciento del total. La producción de GLP en refinerías cubrió en el mismo periodo el 99% y 90% del consumo nacional. De acuerdo con las cifras de 1998, se puede concluir que el Complejo Industrial de Barrancabermeja produjo el 92% del total del GLP producido en refinerías mientras que el 8% restante estuvo a cargo de la refinería de Cartagena.

Demanda

La demanda o consumo interno se situó en 22.984 BDC, aumentando un 5,3% con respecto al año anterior.

Con base en la información de oferta y demanda obtenida a través de ECOPETROL, el Ministerio de Minas y Energía y los gremios se realizaron un estudio de diagnóstico a nivel nacional de la industria de GLP para el primer trimestre del año en curso. Adicionalmente, se revisó la desviación de las proyecciones de demanda de GLP efectuadas por los gremios, ECOPETROL y la UPME, con respecto a los consumos históricos presentados en el período de interés.

Con base en ese análisis, se sacaron las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- Realizar un seguimiento más detallado en toda la cadena del GLP.
- De las proyecciones realizadas por Ecopetrol, Gremios, UPME y MME, analizar las desviaciones con lo real, en lo corrido de los diferentes períodos observados.
- Tener señales oportunas para definir las posibles acciones que deberán realizarse tanto en oferta como en la demanda. Así mismo identificar las potencialidades del GLP a nivel sectorial.
- En análisis realizados con anterioridad el gas natural no ha desplazado al GLP como se esperaba, ya que la competencia principal del Gas Natural se ha presentado con respecto a la energía eléctrica.

El consumo de GLP para el primer trimestre de 1999 llegó a 23.225 BDC, lo que significó un aumento del 4,3% con respecto al consumo presentado para el mismo período durante el año inmediatamente anterior¹. Este aumento se dio principalmente por un mayor consumo durante el mes de febrero (cuadro 3).

Cuadro 3
Consumo nacional de GLP I - Trimestre 1998 y 1999 (kBDC)

	Enero	Febrero	Marzo	Promedio I Trim.
1998	21,6	23,9	21,5	22,3
1999	22,0	26,0	22,0	23,3

Fuente: Ecopetrol

No obstante lo anterior, el consumo promedio diario durante el primer trimestre de 1999 presenta un incremento de 1,2%, con respecto al consumo promedio diario de todo el año de 1998.

Al calcular la demanda mensual equivalente² de la demanda anual estimada por la UPME para 1999 en sus dos escenarios, se obtuvo una estimación mensual de la misma durante el primer trimestre del año en curso. Las cifras se muestran en el cuadro 4.

Cuadro 4
Desviación de de la demanda de GLP I - Trimestre 1999 (kBDC)

Escenario	Historico I Trim.	Proyectado	Desviación
Gremios I	23,3	25,1	7,5%
ECP III	23,3	24,7	5,8%
UPME Base	23,3	23,7	1,5%
UPME Alto	23,3	24,9	6,7%

Fuente: Ecopetrol

116

Precios

Con base en los resultados del estudio de diagnóstico de la industria que se mencionó antes, se detectaron, sugirieron y analizaron modificaciones requeridas a la resolución 074/96, que regula el servicio público del GLP. Con la participación de representantes de la industria, se están desarrollando las modificaciones pertinentes.

² El factor de conversión a consumos mensuales se calculó con base en las variaciones mensuales observadas durante 1998

Adicionalmente, con base en los resultados preliminares del estudio de diagnóstico, se ratificó el 1 de marzo de 1998 como fecha de entrada en vigencia, por primera vez, de las fórmulas tarifarias aprobadas en las resoluciones 83 y 84 de 1997. Esto requirió hacer la respectiva modificación de las fechas y términos tarifarios contenidos en dichas resoluciones, para tal efecto se expidió la resolución 112 de 1998.

Infraestructura

En el año 1998 se inició la construcción de los ramales de Boyacá y de la Provincia de Vélez, los cuales permitirán el desarrollo del mercado del área cundiboyacense. Por otro lado, se terminó la gasificación de la línea Sebastopol - Girardota, dando así acceso al servicio a la ciudad de Medellín. En síntesis, la infraestructura básica de transporte de gas natural se culminó a lo largo de 1998, haciéndose necesario establecer criterios en los que deben basarse su ampliación para adecuarla a las necesidades futuras del mercado.

Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural

Durante 1998 se inició el servicio de transporte de gas natural para 25 nuevas poblaciones de las conectadas a la red de ECOGÁS.

Se dio al servicio el gasoducto entre Sebastopol y Medellín; queda pendiente el de Cusiana - La Belleza. Con esto, los principales gasoductos de la Red Nacional quedaron terminados.

El número de poblaciones que gozan hoy día del servicio de transporte de gas natural se elevó a 55; de las 146 conectadas, distribuidas como se aprecia en el cuadro Poblaciones conectadas a la Red de gas natural 1998 del anexo estadístico.

Programación de las ampliaciones requeridas para satisfacer la demanda

- Durante la vigencia de 1998, se aseguró la ampliación de la capacidad de transporte tanto del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja como de los Gasoductos Centro - Oriente y Mariquita - Cali. Para el primero, se contrató la instalación en

117

1999 de dos (2) nuevas estaciones de compresión y la ampliación de la existente, incrementándose de esta manera la capacidad de transporte de 150 a 200 MPCD. Se contrató, igualmente, la construcción de una estación compresora en Vasconia, con lo cual se aumenta la capacidad de los gasoductos Centro - Oriente y Mariquita - Cali.

- Se iniciaron los estudios preliminares con el objeto de implementar un programa de almacenamiento subterráneo, con el cual se mantendrá y mejorará la confiabilidad del suministro de gas natural.
- Se adelantó el estudio preliminar con el objeto de suministrar a la ciudad de Cúcuta y su área de influencia, el servicio de transporte desde el Gasoducto Ballena - Barrancabermeja.
- Se estudiaron diferentes propuestas de conexión a la red de ECOGAS, formuladas por la comunidad.

En el cuadro 5 se presenta un listado de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones de ECOGÁS para el período 1998-1999, así como la ejecución durante 1998:

El plan de inversiones en transporte de gas aprobado para la vigencia de 1998 fue elaborado por ECOPEPETROL. El mismo debió ser revisado a la luz de las nuevas prioridades y teniendo en cuenta las disponibilidades de caja, producto de la ejecución del presupuesto de ingresos. Se debió esperar, adicionalmente, a que se estableciera el Manual de Contratación y se contara con el personal técnico requerido para adelantar los proyectos.

Cuadro 5
Plan de inversiones de ECOGÁS
(millones de pesos)

Nombre del proyecto	Año 1998		Año 1999	
	Aprobado	Ejecutado	% presupuesto	
Ampliación y Optimización Sistema SCADA	778,2	747,7	96,1	3.450,0
Variante Cerro Altazor - Cartagena	5.367,0	764,3	14,2	
Adecuación Línea Cusiana-Apiay-Bogotá	492,4	0	0,0	600,0
Dotación y Mejoramiento Equipos ICP	770,0	0	0,0	
Nuevas Conexiones Remitentes	4.103,2	53,2	1,3	
Dotación Software BMIS y Administrativo	311,9	295,3	94,7	400,0
Proyectos Artículo 15 Ley 401 de 1997	3.264,8	0	0,0	
Ramales de Casanare	1.045,8	617,7	59,1	193,0
Ramales de Piedemonte	379,9	343,5	90,4	
Conversión El Porvenir - La Belleza	6.675,9	3.728,1	55,8	6.750,0
Ampliación Cap. Gasoducto Ballena-Bmeja	3.474,9	2.415,7	69,5	
Inversión Centro - Oriente				2.312,0
Línea de 6" Gasoducto Montañuelo-Gualanday				300,0
Pendientes de Construcción Centro - Oriente				6.000,0
Proyecto Almacenamiento Subterráneo Gas				1.000,0
Cuentas por Pagar Proyectos				61,0

Marco jurídico y regulatorio

GAS NATURAL

Las Metas establecidas por la CREG para el sector gas natural se enfocaron principalmente a la revisión general del marco regulatorio vigente aplicable a todas las actividades del sector (producción, transporte y distribución/comercialización) buscando

la identificación de nuevas políticas que permitan su optimización y la existencia de mejores condiciones para propiciar la competencia en el sector. Cabe destacar el desarrollo preliminar de temas vitales como el diseño del Reglamento Unico de Transporte, así como de la metodología para el cálculo de la tarifas de transporte.

La dinámica evolución del sector de gas, el cumplimiento del período regulatorio de algunas actividades de la cadena de producción de este energético, así como la identificación de algunos ajustes en el esquema regulatorio vigente para la industria,

identificaron la necesidad de formular y adoptar normas tendientes a permitir un desarrollo coherente de los sectores eléctrico y de gas, a través de una revisión general del marco regulatorio vigente del Sector. El alcance de esta revisión general involucra la concepción y el desarrollo de una serie de estudios en cada una de las actividades del sector, como se describen a continuación.

Revisión de la regulación de precios de gas en boca de pozo

Con el propósito de estimular el desarrollo de un mercado de gas al mayoreo, la CREG consideró necesario estudiar si existen factores de tipo regulatorio que puedan desestimular la producción de gas en yacimientos ya existentes en el país. Por tal razón, en 1998 se contrató un estudio de revisión del régimen regulatorio, cuyo objetivo es la realización de todos los análisis técnicos, económicos y financieros que permitan establecer: 1. El esquema más conveniente para regular precios máximos en boca de pozo para gas libre y asociado en transición a precios libres; 2. La indexación correspondiente, y 3. Los costos de tratamiento de gas para adecuarlo a los requerimientos del Sistema Nacional de Transporte. El estudio, financiado con recursos propios de la Comisión, se inició a finales de 1998 y se ejecutó durante el primer semestre de 1999, actualmente los resultados están siendo evaluados por la Comisión y se espera que a finales del presente año se emita la regulación correspondiente. Así mismo, es de interés de la CREG desarrollar los instrumentos regulatorios aplicables a la importación y exportación de gas natural.

Revisión de la estructura tarifaria de transporte

La revisión general de la estructura tarifaria para la actividad de transporte requirió el desarrollo de varios temas, los cuales se describen a continuación.

a. Metodología para el cálculo de los costos medios de transporte

Desarrolladas y diseñadas las bases sobre las cuales se reglamentará la metodología para el cálculo del costo medio de transporte de gas natural en el país, se dio inicio al trámite administrativo que conducirá a la aprobación de la metodología definitiva,

una vez se le incorporen las observaciones pertinentes presentadas por los agentes de transporte o terceros interesados. La finalización de dicho trámite y la posterior adopción de la metodología resultante, se realizarán durante 1999. Para dar inicio al trámite se expidió la resolución 102-04.09.98 por la cual se indican las bases sobre las cuales se reglamentará la metodología para el cálculo del costo medio para el transporte de gas natural.

b. Estudio de cargos de transporte

Como parte del proceso del diseño de la Metodología Definitiva para el cálculo de los costos medios de transporte, se consideró necesario contratar un estudio de consultoría cuyos objetivos fueran: 1. Evaluar el impacto en el mediano plazo de la aplicación de los cargos existentes para identificar revisiones y ajustes necesarios, desde el punto de vista de incentivos para el desarrollo óptimo del sistema energético nacional; y 2. Obtener la estructura de cargos más aconsejable para el sistema nacional de transporte de gas, consistente con el régimen regulatorio eléctrico. La preparación de los Términos de Referencia del estudio, así como todo el proceso de contratación fue realizado en 1998. El desarrollo del contrato, que usará recursos propios de la CREG, está previsto para 1999. (Más detalles en las Sección D).

Reglamento Único de Transporte, RUT

Es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas y comerciales aplicables al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. Por tal razón, desde el año 1997 inició el trámite correspondiente para preparar el RUT, a partir de comentarios y propuestas presentadas por los agentes transportadores. Durante el año 1998, se trabajaron varias versiones del RUT que iban involucrando nuevos comentarios y propuestas presentadas. Como resultado de lo anterior, se sometió a consideración de la CREG la versión del RUT producto de los análisis efectuados durante el transcurso del año, cuya versión definitiva se tiene planeada obtener durante el segundo semestre de 1999. Durante el proceso de revisión de las versiones del RUT, se encontró posible optimizar el horario del Programa de Transporte de Gas Natural, realizando ajustes a las disposiciones inicialmente establecidas. Para ello expidió la resolución 033-17.02.98 por la cual se modifican las disposiciones transitorias establecidas en la Resolución CREG-234 de 1997, sobre Nominaciones de Transporte, que hacen

parte de las condiciones de operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural en tanto se expide el Reglamento Unico de Transporte.

Adicionalmente, se consideró necesario determinar con mayor precisión: cuáles personas son transportadoras y cuáles no, de acuerdo con la participación en el riesgo que se tenga dentro de la actividad; los criterios objetivos que den una señal económica de inversión clara y las condiciones para definir cuando aplican o no algunas reglamentaciones contenidas en la resolución 057/96. Para ello se expidió la resolución 041-26.03.98 por medio de la cual se modifica la Resolución 057 de 1996 y se define la naturaleza del transportador de gas combustible.

Revisión del esquema regulatorio de la actividad de distribución/comercialización

El análisis y evaluación de un proyecto de reformulación del factor de ajuste Kst involucrado en la fórmula tarifaria general, por solicitud de varias empresas del sector, determinó que no era conveniente su aplicación en la actualidad y detectó algunos efectos negativos que pueden resultar de la aplicación de la actual fórmula tarifaria para la comercialización de gas. Esto definió la necesidad de realizar un estudio de consultoría cuyo objeto principal fuera: Diseñar un conjunto coherente de opciones regulatorias para establecer y controlar el precio de venta del gas distribuido por redes al usuario final, el cual involucra los distintos componentes de la cadena (producción, transporte, distribución, comercialización). La finalización de la preparación de los términos de referencia, el proceso de contratación con el consultor, así como la realización del estudio se prevén para 1999.

122

Integración vertical y horizontal

La Comisión adoptó normas específicas con respecto a los límites en la integración vertical y horizontal de las empresas del sector de gas natural, con el fin de que los agentes tengan reglas claras sobre la materia. Estas normas están adecuadas, en lo pertinente, a las reglamentaciones sobre el mismo tema establecidas en las resoluciones 051 y 065 de 1998 para el sector eléctrico. Para ello expidió la resolución 071-28.05.98 por la cual se dictan normas referentes a la participación de las empresas en el subsector de gas natural.

Estudio comparativo marco regulatorio. Colombia - Argentina

La existencia de un marco común de referencia, el sistema inglés, para el diseño de los marcos regulatorios de Colombia y Argentina, concibió al interior de la CREG la necesidad de realizar un estudio comparativo entre los mismos. Su propósito básico fue el de identificar aquellos aspectos del esquema argentino que aplicaban y/o mejorarían el esquema colombiano. Las conclusiones y recomendaciones presentadas en el estudio están siendo actualmente evaluadas por el grupo técnico de la Comisión. Dependiendo de los resultados de la evaluación, los puntos pertinentes se involucrarán como parte de las revisiones generales que se harán al Marco Regulatorio vigente.

Desarrollo de otros temas

Dentro del desarrollo de otros temas, se reglamentó el régimen de comercialización para el Gas Natural Comprimido Vehicular - GNCV, acordando que las empresas cuyo objeto sea la venta de GNCV, puedan negociar libremente el precio del gas requerido con el comercializador de gas natural. Para ello se expidió la resolución 008-10.02.98, por la cual se determina el Régimen para el GNCV.

GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

En cuanto al GLP, se definió la realización de los Estudios de Diagnóstico y Reestructuración de la Industria requeridos para expedir su Marco Regulatorio General para el mediano y largo plazo. Revisiones y/o modificaciones al actual Marco Regulatorio Transitorio, enfocadas principalmente a la aplicación de la fórmula tarifaria, a la definición de precios de distribución en la Isla de San Andrés y a la determinación de los ajustes específicos a las reglas de distribución, se definieron como necesarias mientras se finalizan los estudios que arrojarán las normatividades definitivas.

En marzo de 1998 concluyó el estudio de diagnóstico de la industria, el cual proporcionó a la CREG información estratégica para la creación de un marco regulatorio de mediano y largo plazo para el sector, con el fin de mejorar la calidad y seguridad en la prestación del servicio. Este estudio fue realizado con recursos provenientes del BID, a través del proyecto PNUD-COL 95/013.

123

Con base en los resultados de este estudio, se prepararon los términos de referencia y se iniciaron los trámites para la realización de una segunda fase del estudio, en donde se desarrolle el marco regulatorio general de mediano y largo plazo, mediante la formulación de proyectos regulatorios específicos, incluyendo además todos los aspectos de calidad, seguridad, control y uso eficiente de GLP. Este estudio se realizará con recursos provenientes del Banco Mundial, a través del Proyecto PNUD-COL 94/016. Todo el trámite de selección y negociación se realizó durante 1998, quedando prevista para 1999 la firma del contrato y el desarrollo del estudio.

Modificaciones al régimen regulatorio vigente

Con base en los resultados del estudio de diagnóstico de la industria, se detectaron, sugirieron y analizaron modificaciones requeridas a la resolución 074/96, que regula el servicio público del GLP. Con la participación de representantes de la industria, se desarrollaron y/o están desarrollando las modificaciones pertinentes. La adopción de las mismas a través de una nueva resolución, se tiene previstas para 1999.

Esto requirió hacer la respectiva modificación de las fechas y términos tarifarios contenidos en dichas resoluciones. Se expidió la resolución 035-25.02.98, por la cual se adecúan las fechas y términos establecidos en las Resoluciones CREG-083 y 084 de 1997, de acuerdo con la nueva fecha de aplicación, por primera vez, de las fórmulas tarifarias para el servicio público domiciliario de los gases licuados del petróleo.

Proyectos

Programa de masificación del gas

Durante 1998 se continuó con el Programa de Masificación del Uso del Gas Natural en varias regiones del país. Hubo importantes logros en cuanto a operación de gasoductos, expansión del servicio en el sector residencial y ampliación de la generación térmica. El Ministerio de Minas y Energía, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, anunció cambios que aseguran la expansión de la red de

gasoductos a través de la promoción de la participación de capital privado, así como la revisión de la fórmula tarifaria para la distribución de gas.

Con relación a la distribución de gas natural, se continúa la construcción de redes domiciliarias en las ciudades y municipios con concesiones autorizadas.

Gas Natural Comprimido Vehicular

En cuanto al Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV), el Gobierno Nacional continuó trabajando durante 1998 en el desarrollo del programa a través del grupo interinstitucional compuesto por los Ministerios de Minas y Energía, Transporte y Medio Ambiente, encargado de definir las estrategias para desarrollar este programa en el país. Las áreas de acción fueron el montaje de estaciones y de talleres y la conversión de vehículos a GNCV. Se espera que durante 1999 se dé inicio al programa de sustituciones.

El impulso dado al proyecto permite prever que se dará inicio al programa de conversión de vehículos a partir del segundo semestre de 1999 tanto en Santafé de Bogotá como en el interior del país. Este proyecto tiene un alto impacto económico en la balanza comercial, al reducir las importaciones de gasolina y mejorar sustancialmente la calidad medio ambiental de las ciudades colombianas de Santa Fé de Bogotá, Cali y Medellín.

Fondo de solidaridad. Sector gas natural

La FEN por mandato del Ministerio de Minas y Energía inició la administración del fondo. Actualmente se cuenta con la metodología y los criterios de evaluación aprobados por el Ministerio, con los cuales se verifica el cumplimiento - por parte de las empresas - de las normas establecidas para el otorgamiento de subsidios y el pago de contribuciones.

En el sector de gas natural se validaron todas las conciliaciones de las empresas correspondientes a los años de 1997 y 1998³, ordenando giros de excedentes entre las empresas de la misma zona (\$2.267,9 millones) y al Fondo, así como de éste a las

³ Fuente: FEN, Políticas y ejecutorias en el sector minero energético.

empresas deficitarias (\$4.035,7 millones), estando pendiente por girar una partida que supera los \$357,7 millones.

Las conciliaciones correspondientes a los años de 1997 y de 1998 arroja un déficit del Fondo de Solidaridad para el sector gas de \$440,4 millones, el cual está concentrado en un 99% en la empresa Gas Natural de Bogotá.

La conclusión sobre la percepción del déficit del Fondo de gas se obtiene no solo de estas conciliaciones, sino también de las proyecciones recibidas de las empresas para el año 2000. Esto implica la revisión de los porcentajes de subsidio extralegal que están aplicando las empresas y analizar la conveniencia de establecer límites máximos, como se hizo para las empresas del sector eléctrico.

Gestión social y ambiental

Dentro de este objetivo, en el sector gas natural específicamente se adelantaron acciones tanto con las comunidades vecinas a los gasoductos, como con las autoridades y entidades de varias ciudades.

- Seguimiento de los programas correspondientes a planes consignados en convenios inter-administrativos suscritos entre algunas alcaldías y Ecopetrol durante la etapa de construcción del Gasoducto Centro - Oriente.
- Establecimiento de convenios inter-administrativos con alcaldías y comunidades próximas a los gasoductos, en especial a la línea en proceso de conversión La Belleza - El Porvenir. Estos convenios han sido del tipo productivo o de aportes para obras de infraestructura.
- Se lideró la creación del Comité Energético de Santander con el fin de contribuir al desarrollo de la industria del gas. Este Comité ha venido trabajando de manera permanente.
- En conjunto con el ICP, Instituto Colombiano del Petróleo, se trabajó en la creación de la «Corporación para la Investigación y el Desarrollo en Gas - CORPOGÁS»,

proyecto al cual han manifestado su intención de ser socios fundadores la Universidad Industrial de Santander, la Universidad Autónoma de Bucaramanga, el ICONTEC, Acogás, Gasoriente, Metrogás, el SENA Regional Santander, Confedegás y Cormagdalena. Con esta Corporación se pretende convertir a Bucaramanga en la tecnópolis colombiana en lo que corresponde a los aspectos científicos, académicos y tecnológicos.

- Se realizó el seguimiento continuo al cumplimiento, por parte de los operadores de los gasoductos, de las obligaciones consignadas en los planes de manejo ambiental.
- Se obtuvo la modificación a la Licencia Ambiental del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja, con el objeto de construir las estaciones de Hato Nuevo (Departamento de La Guajira) y Norean (Departamento del Cesar).
- Se obtuvo la modificación a la Licencia Ambiental del Gasoducto Centro - Oriente, con el objeto de construir la estación de Vasconia (Departamento de Boyacá).
- Se obtuvo la Licencia Ambiental para la construcción del Gasoducto Piedemonte Llanero con el cual se llevará el servicio de transporte a seis (6) municipios.
- En coordinación con la Dirección Nacional para la Prevención y Atención de Desastres, se está liderando a escala nacional todo lo relacionado con el Plan de Contingencias para el manejo de emergencias.

Sector eléctrico

Balance oferta - demanda

Oferta

Los hechos destacables de 1998 en el Subsector eléctrico estuvieron relacionados con la política gubernamental de incorporar capital privado en los diferentes eslabones de la cadena de abastecimiento. Durante 1998 se culminó con éxito el proceso adelantado en las empresas distribuidoras de la Costa Atlántica y se continuó con el cronograma para establecer el proceso en las empresas del interior del país.

Así mismo, algunos aspectos que caracterizaron el mercado eléctrico durante 1998 fueron:

- La creciente participación de la demanda no regulada, que llegó a niveles del 20%.
- La presencia del fenómeno de La Niña en el segundo semestre, lo cual originó los más altos caudales registrados en muchos años.
- Los cambios regulatorios introducidos como la promoción de la competencia en el STN, mediante convocatorias públicas y la limitación del suministro a comercializadores y/distribuidores morosos, entre otros.

La capacidad nominal del sistema en 1998 alcanzó 12.046 MW, de los cuales el 68% corresponde a unidades hidroeléctricas y el 32% a unidades térmicas, composición que en 1997 fue del 72% y del 28% respectivamente.

Durante 1998 se aumentó la capacidad efectiva neta del SIN en 868 MW, se instalaron 1194 MW nuevos, se retiraron 351 MW y se redujo la capacidad en 26 MW.

La generación de energía eléctrica solamente aumento el 0,72% y alcanzó 43.932 GWh en 1998, de los cuales el 70% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 30% restante a plantas térmicas, composición que en 1997 fue del 72% y 28% respectivamente.

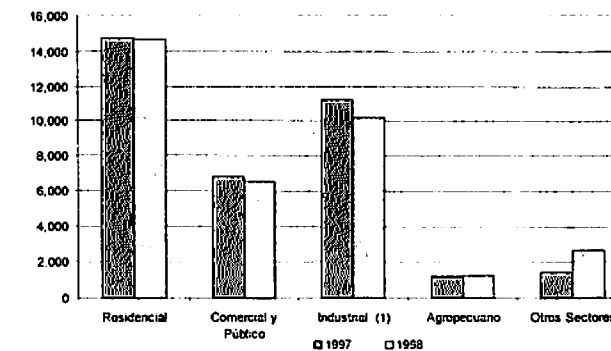
El incremento en la participación de generación térmica dentro del total para 1998, corresponde a la entrada en operación de las unidades de Termosierra (febrero), Termomerieléctrica (febrero), Flores III (abril), Tebsa (octubre) y Termovalle (diciembre).

La Unidad de Planeación Minero Energética considera que entre 1999 y el 2002 se producirá una expansión en capacidad de generación de 1.469 MW adicionales. (Para ver el detalle del Plan, referirse a la sección D).

Demanda

El consumo final por sectores en el año de 1998 presentó una situación interesante con respecto al final de 1997. El sector residencial prácticamente permaneció constante, disminuyó solo el 0,2%, el sector comercial y público disminuyó en un 3,8%, el industrial se redujo en un 9,5%, mientras que los otros sectores observaron aumentos que contribuyeron a situar la reducción total del consumo final de electricidad en un 0,3%. El consumo total, incluyendo la electricidad autogenerada por la industria (co-generación), fue de 35.330,2 GWh (gráfica 1).

Gráfica 1
Consumo final de electricidad por sectores 1997-1998
GWh



La reducción de la demanda con respecto a 1997 se debió básicamente a la disminución de la actividad industrial y comercial resultante de la recesión económica y a pesar del aumento de 345.643 nuevos suscriptores (5,1%) con respecto al año anterior.

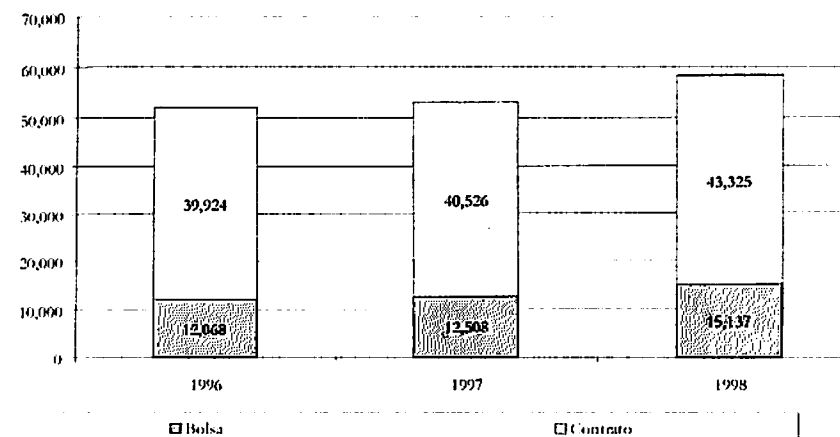
En el último año, la cobertura del servicio de energía eléctrica a la población alcanzó el 81% de la población. En áreas urbanas el índice está por encima del 93%, mientras que en las áreas rurales alcanza el 51%. En el ámbito rural se estima una cobertura del 61% en áreas interconectadas y apenas del 14% en zonas no interconectadas.

Evolución del mercado mayorista de energía

La contratación a largo plazo continúa siendo la práctica común de la mayoría de los agentes. Existe una enorme aversión al riesgo, sustentada en la cambiante y poco predecible hidrología, sobre todo después de las enormes variaciones introducidas por los fenómenos climáticos que se han presentado en la última década. Las transacciones en bolsa en 1998 (25,9% del total de las ventas de energía en ese año que fueron 58.462 GWh) solamente aumentaron un 2% con respecto al año anterior. Esto muestra la aversión de los agentes a contratar en la bolsa, lo que ha distorsionado el esquema convirtiéndolo en un simple despacho de contratos (gráfica 2).

Gráfica 2

Transacciones de energía eléctrica en el MEM 1996-1998



Los precios de la energía negociada en bolsa presentaron una tendencia al alza por la presencia del fenómeno de El Niño, durante los primeros meses de 1998. El precio de bolsa, que a partir de enero de 1997 considera el costo equivalente de energía del cargo de capacidad en las ofertas horarias, presentó, durante el primer trimestre, un valor promedio de 126,34 \$/kWh, mientras que en el período abril fue de 28,31\$/kWh, es decir, 4,5 veces menor. Durante el segundo semestre se observó una relativa estabilidad de los precios. En diciembre se presentó una disminución de los mismos, ocasionada por el mayor nivel de los embalses (fenómeno de La Niña) El precio promedio durante el año fue de 54,63 \$/kWh, 15% menor al registrado durante 1997, de 63,87 \$/kWh (véase anexo estadístico, cuadro 48).

Debido a la continuación del fenómeno de La Niña, 1999 se perfila como un año con bajos precios de la electricidad.

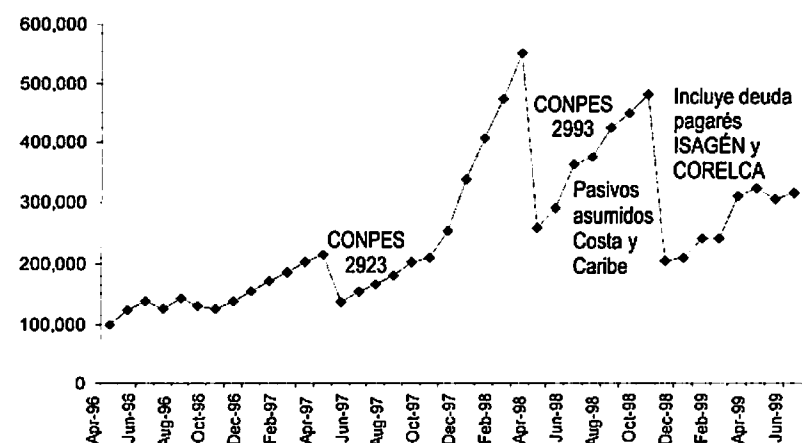
En lo que va corrido del presente año, la evolución de los precios promedio de energía en la bolsa presenta una interesante disminución, con respecto al año pasado. El precio promedio al terminar el año 1998 fue de 55,89 pesos por kWh (a precios constantes de mayo de 1999). ,mientras que el valor al mes de mayo pasado estaba en 24,34 pesos por kWh.

Cartera

El esquema de pagarés puesto en marcha por el Gobierno en el primer semestre de 1998, la vinculación de capital privado a las empresas distribuidoras de la Costa Atlántica y los significativos cambios regulatorios introducidos le dieron un alivio al problema de cartera del sector eléctrico en 1998.

De una cartera total acumulada a 31 de diciembre de 1997 de \$186.563 millones de pesos, con una máximo en octubre de 1998 de \$467.340 millones, por concepto de cargos por uso de los sistemas de transmisión nacional y regional y el sistema de distribución local, transacciones en bolsa de energía y contratos, los cambios antes descritos, llevaron a una reducción de la cartera a 209.501 millones de pesos en diciembre 31 de 1998. Específicamente, la deuda de las antiguas electrificadoras de la Costa Atlántica se redujo de 224.204 millones de pesos a 56.149 millones de pesos.

Gráfica 3
Deuda vencida de las empresas del sector eléctrico
Por concepto de contratos a largo plazo, bolsa y STN
Abril de 1996 a junio de 1999



Gráfica 3. Deuda vencida. Empresas del sector eléctrico. Abril 1996-Junio 1999. Millones de pesos

Estas medidas se reflejan en indicadores como el de recaudo, que pasó del 73,47% en 1997 al 94,68% en 1998.

Uno de los problemas más graves que se presentan y que ha sido necesario enfrentar desde el punto de vista financiero es el desmesurado crecimiento de la cartera de otras empresas, que a julio 15 adeudaban cerca de 227.000 millones de pesos, como se aprecia en el cuadro 1.

132

Infraestructura

El Sistema de Transmisión Nacional terminó en 1998 con 10.396 km de circuitos y 74 subestaciones entre 220 y 500 kV. Se invirtieron \$433.667 millones en la construcción de nuevos proyectos de transmisión y reposición de equipos, la modernización del Centro Nacional de Despacho y la ampliación de las redes de telecomunicaciones, especialmente en el nordeste del país.

Tabla 1
Deudas al SIC a Julio 15 de 1999

EMPRESA	Deuda M\$
EMCALI	70.000
Electrificadora del Atlántico	51.764
Empresas Públicas de Cauca	25.226
Electrificadora del Choco	23.693
Centrales Eléctricas del Cauca	23.133
Empresa Antioqueña de Energía	17.152
Electrificadora del Huila	16.405
TOTAL	227.373

Los proyectos desarrollados en el segundo semestre de 1998 fueron:

- Explotación comercial de las líneas Tasajera – Bello (220 kV).
- Línea Tulcán – Panamericana (138 kV), que es la interconexión con el Ecuador, comercializada actualmente por Empresas Públicas de Medellín.
- El nuevo transformador de Valledupar, y
- La subestación Páez (230 kV).

En el primer semestre de 1999, ISA puso en servicio más de 763 km de líneas (7,3% adicional al total del 31 de diciembre de 1998), 3 nuevas subestaciones, 9 conexiones asociadas y amplió la capacidad de cinco subestaciones existentes.

En cumplimiento con lo establecido en la regulación sobre la introducción de competencia en la expansión del STN mediante convocatorias públicas internacionales, el Ministerio de Minas y Energía aprobó el diseño, suministro, construcción, montaje, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión de dos obras, para ser adjudicadas en octubre y noviembre de 1999, respectivamente:

- (1) Primavera – Nueva Bucaramanga – Tasajero, a un nivel de tensión de 230 kV y con una longitud de 266 km, y
- (2) Sabana – Cartagena, 230 kV, 85 km.

133

Inversiones en transmisión

Las inversiones ejecutadas por la empresa ISA S.A. a diciembre de 1998 suman \$433.667 millones, para la construcción de nuevos proyectos de transmisión y la reposición de equipos, la modernización del Centro Nacional de Despacho y la ampliación de las redes de telecomunicaciones. Entre los proyectos se destacan la interconexión a 500 kV, desde el oriente antioqueño hasta el Valle del Cauca; la interconexión con Ecuador a 115/138 kV; la primera fase de la modernización del CND; la puesta en operación de la primera fase del proyecto de fibra óptica que une a Santa Fe de Bogotá, Medellín y Cali y el servicio Neón, la base de información más grande del mercado eléctrico colombiano, soportada en tecnología de Data Warehouse e Internet. El activo presentó un incremento del 47%.

Las inversiones del primer semestre del año en curso alcanzan los 410.000 millones de pesos. Entre los proyectos se destacan: Interconexión San Carlos – San Marcos a 500 kV, energizado a 230 kV; la línea Primavera – Playas a 230 kV y 104 km; los proyectos Sochagota – Guatiguará a 230 kV, las telecomunicaciones entre Los Palos – Ocaña – San Mateo, Subestación Urrá a 230 kV, la ampliación de la subestación de Cerromatoso; la línea Sabanalarga – Fundación y el proyecto Sabanalarga – Nueva Barranquilla a 220 kV y 43Km.

En agosto de 1998, ISA efectuó la primera inversión estratégica de portafolio con la capitalización de TRANSELCA, al adquirir el 65% de las acciones, por un valor de 195.627 millones de pesos y, luego, para aprovechar la sinergia, ISA vendió a TRANSELCA activos de transmisión ubicados en su área de operación, por valor 53,8 MUS\$. TRANSELCA, que representa el 8% del STN, cuenta con el Centro Regional de Despacho para la Costa Atlántica. Con esta negociación, queda bajo el control de ISA el 84% del Sistema de Transmisión Nacional.

Marco jurídico y regulatorio

Desde el punto de vista regulatorio, durante 1998, se estableció el Código de Distribución y se aprobaron procedimientos para definir el Plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional. En materia de tarifas para el subsector

eléctrico, a partir de septiembre de 1998 se modificaron nuevamente los límites para desmontar subsidios en los estratos residenciales 2 y 3. Así mismo, se determinó que la tarifa mínima en los estratos 1, 2 y 3 hasta el consumo de nivelación no puede ser inferior al 25% del costo de prestación del servicio.

Importantes cambios regulatorios en la actividad de transporte de energía serán aplicados, con base en las resoluciones 051/98 y 004/99 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que introducen la competencia en la expansión del Sistema de Transmisión Nacional, mediante convocatorias públicas. Del mismo modo, se presentaron modificaciones al esquema de remuneración y se aprobaron nuevos costos unitarios para la valoración de la infraestructura en operación. Continúan pendientes otras modificaciones regulatorias que afectan la actividad de transporte de energía, como son: las restricciones, los tiempos de reposición por fallas, los servicios complementarios y las pérdidas en el STN.

El 31 de marzo se suscribió el acuerdo marco entre generadores, comercializadores y distribuidores, para el saneamiento de las deudas que a la fecha se tenían en el Sistema de Intercambios Comerciales, en los siguientes términos:

- Cruce de cuentas o compensaciones por una sola vez, para los agentes que fueran al mismo tiempo deudores y acreedores del SIC, por una o varias de las actividades del sector. Los cruces ascendieron a 33.008,5 millones de pesos.
- Emisión de pagarés por el saldo total de la deuda (capital e intereses), por parte de los deudores, con aceptación de los acreedores, para convertir la deuda vencida en compromisos de pago, con un período muerto de seis meses, amortización del 100% de los intereses en un solo contado en el sexto mes y amortización del capital en seis cuotas mensuales, con una tasa de interés del DTF. Se firmaron pagarés por un valor total de \$299.186 millones.

Por otra parte, la Resolución CREG 116 de 1998 reglamentó la limitación del suministro a comercializadores y/o distribuidores morosos y se dictaron disposiciones sobre garantías de los participantes en el mercado mayorista, como parte del reglamento de operación del SIN. Se proveen herramientas que garantizan el recaudo, como por ejemplo, la limitación del suministro entre 1 y 4 horas diarias, de acuerdo

con la antigüedad de la cartera, un esquema más amplio que exige a los agentes presentar garantías para todas las transacciones y agilización de los procesos de cobro, con la presentación de cuatro pagarés en blanco, con sus respectivas cartas de instrucciones antes del 1 de marzo de 1999, de lo contrario, habrá limitación en el suministro.

Con respecto al STN, la CREG se propuso establecer y emitir toda las normativas requeridas, para aprobar los principios generales y los procedimientos de definición del Plan de expansión de referencia del Sistema y establecer la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto del uso del mismo. Adicionalmente, se aprobaron los cargos por uso del STN, que estarán vigentes durante 1999, y se adelantarán los estudios requeridos para diseñar una nueva metodología de cálculo cálculo de los cargos por uso, que aplicarán a partir del año 2000.

Se aprobó, adoptó y difundió el reglamento de distribución, que hace parte del reglamento de operación del SIN. En este, se definen las acciones o estudios requeridos, tendientes a concebir el marco regulatorio de la calidad en la prestación del servicio de distribución de electricidad, en el que se introducen dos nuevos indicadores de calidad, con referencia a la duración y frecuencia de las interrupciones del servicio: el DES (Duración equivalente de las interrupciones) y el FES (Frecuencia equivalente de las interrupciones).

En cuanto a la regulación de las ZNI, se encontró necesario ampliar el ámbito de aplicación de la normatividades existentes con sus respectivas modificaciones, para involucrar otras fuentes alternativas de generación de energía, así como realizar la instrucción requerida, para su aplicación con los nuevos agentes involucrados. El desarrollo de un estudio socioeconómico de las ZNI, que definiera parámetros de solución al problema de electricidad para la población afectada, se definió también como meta. La ampliación del alcance de este estudio involucró la participación del Ministerio de Hacienda y de la UPME en el desarrollo de un estudio interinstitucional, estructural y financiero para el abastecimiento energético de estas zonas.

Adicionalmente, la CREG se propuso definir el esquema tarifario aplicable a las islas de San Andrés y Providencia, que aunque son ZNI, se someten a un esquema especial.

Proyectos

Energización rural. Zonas no interconectadas

Para la vigencia de 1998, el MME programó, para ejecutar a través del ICEL, una inversión total de 31.398 millones de pesos, destinados a inversiones en infraestructura de las ZNI son del país. Los recursos provienen en un 53,6% del Presupuesto General de la Nación, el 34,4%, de recursos propios y el 13,0% restante, de transferencias del Fondo Nacional de Regalías. La ejecución en el año 1998 fue del 72% promedio y sobresalieron los proyectos de la pequeña central hidroeléctrica de Bahía Solano (1.800 kW), la construcción de una microcentral de 1.800 kW en Mitú (Vaupés), el Plan de Energización del Putumayo (línea Mocoa-Puerto Caicedo) y la interconexión eléctrica Granada-San José del Guaviare.

El Gobierno ha propiciado, a la fecha, la creación de 29 empresas, 3 empresas asociativas de trabajo, 51 juntas administradoras, 48 comités eléctricos y 24 asociaciones de usuarios, en los departamentos de Antioquia, Chocó, Valle del Cauca, Cauca, Nariño, Putumayo, Caquetá, Meta, Guaviare, Guainía y Vichada. En ese mismo sentido, se da apoyo administrativo, técnico y en áreas sociales. El ICEL también realizó la distribución de subsidios por menores tarifas provenientes del Ministerio de Minas y Energía (\$18.900 millones) y de electro combustible de ECOPETROL (\$1.145 millones) en las Zonas no interconectadas.

Planiep

El aumento de la demanda de energía en la Costa Atlántica ocasiona racionamientos continuos, que afectan el desarrollo. Por eso, el Ministerio, con el apoyo de CORELCA y el respaldo institucional de la Presidencia de la República y de las gobernaciones de la Costa Atlántica, diseño en 1996 el Plan de inversiones prioritarias de la Costa Atlántica, PLANIEP.

Este es un programa integral de beneficio regional que contempla la ejecución de 52 proyectos y la construcción de 99 obras de infraestructura eléctrica en los 8 departamentos de la Costa Atlántica. El estado de avance actual de las obras del proyecto es del 99,4% y la inversión total asciende a 286.355 millones de pesos. El origen de los

recursos del proyecto es: 34%, los departamentos (básicamente, del Fondo Nacional de Regalías), 6%, capital de empresas privadas, 5%, los municipios (CORMAGDALENA), 5%, CORELCA y ELECTROSUCRE (OCENSA) y el 50% restante, Presupuesto Nacional.

Proyecto de asistencia técnica al sector eléctrico, Crédito BIRF 3827-CO – Proyecto PNUD/COL/94/016

El proyecto administra un crédito del Banco Mundial, por un total de MUS\$11, previsto para ejecutarse en un plazo de cuatro años, que se inició a finales de 1995. El organismo de ejecución es el Ministerio de Minas y Energía, que lo maneja a través de la UPME.

Con los recursos de este proyecto, se contrató la escisión del Centro Nacional de Despacho y el Sistema de Intercambios Comerciales de ISA. El Proyecto estará terminado en el cuarto trimestre de 1999 y es un paso previo definitivo para la introducción de capital privado en ISA contribuyendo al logro de las metas previstas en el Plan Energético Nacional, particularmente, en lo relativo a la modernización institucional, la participación privada en generación y distribución, la masificación del uso del gas natural, el uso racional de la energía y el adecuado abastecimiento y conservación del medio ambiente.

Programa Energía, medio ambiente y población

En 1998, Colombia empezó a participar en el programa Energía, medio ambiente y población. Este programa se adelanta con el auspicio del programa ESMAP, del Banco Mundial y de OLADE, con el objetivo de elaborar términos de referencia y divulgar buenas prácticas en asuntos referentes a los impactos sociales y ambientales de las diversas operaciones de la industria de hidrocarburos, en los once países que conforman la cuenca subandina: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam y Venezuela.

Se establecerá un sistema de información para intercambiar datos y experiencias, apoyar el desarrollo o perfeccionamiento de los marcos legales nacionales, mantener abierto un canal de comunicación y diálogo encaminado a acercar a los gobiernos y ofrecer capacitación orientada al fortalecimiento institucional.

Fondo de solidaridad. Sector eléctrico

La FEN, por mandato del Ministerio de Minas y Energía, inició la administración del Fondo. Hoy se cuenta con la metodología y los criterios de evaluación aprobados por el Ministerio, con los que se verifica el cumplimiento, por parte de las empresas, de las normas establecidas para el otorgamiento de subsidios y el pago de contribuciones.

En el sector eléctrico, desde que se inició el Fondo, prácticamente todas las empresas han reportado déficit, explicado en parte por los subsidios extralegales. Por lo anterior, fue necesario apropiarse recursos del Presupuesto de la Nación, del orden de \$123.210 millones en 1998 y \$174.805 millones en 1999, para cubrir los déficits obtenidos.

Gestión social y ambiental

Con base en la política del Gobierno y de acuerdo con la situación de las regiones en donde ISA despliega sus actividades se comenzó a implementar la estrategia de viabilidad social, que establece un proceso de integración de la empresa con la sociedad, en un clima de convivencia que permita el fortalecimiento de unas relaciones armónicas y perdurables en las zonas de influencia.

Se presentan a continuación las acciones y proyectos de mejoramiento ambiental de tipo sectorial, emprendidas por diferentes empresas del sector energético del país en 1998 y en varios frentes de las actividades de planeación ambiental, en el sector eléctrico.

Inventario de proyectos carboeléctricos.

Optimización técnica, ambiental y económica.

En 1998, ISAGÉN, ECOCARBÓN y la UPME realizaron la primera etapa del estudio, en el que se identificaron, a partir de un reconocimiento general del país, con énfasis especial en las ocho zonas carboníferas que contempla ECOCARBÓN en su Plan de Desarrollo del Carbón, las áreas geográficas con características relativamente homogéneas y que cumplen con las condiciones de viabilidad técnica, económica y ambiental, para la localización de proyectos termoeléctricos con base en carbón, con

una capacidad estimada entre 300 y 600 MW por planta. El estudio tuvo diferentes fases: zonas potenciales, zonas homogéneas, áreas factibles, preselección de áreas y selección de sitios, cerca de 20, con opciones para la expansión eléctrica del país. Sobre esta base, se obtuvo un estimativo confiable de costos a nivel de prefactibilidad, en el que se consideraron todas las variables técnicas, económicas y ambientales asociadas a este tipo de proyectos y que permite contar con la información precisa para tomar la decisión de iniciar la promoción de los proyectos.

La segunda etapa incluirá la selección de los mejores lotes para la instalación de las plantas, ubicados dentro de las áreas factibles seleccionadas en la Etapa I, la obtención de los esquemas básicos generales de configuración de planta para cada uno de los proyectos, indicando con un mayor nivel de detalle aspectos como costos de inversión asociados con cada proyecto, suministro de carbón, definición de tecnología, infraestructura básica y otros, la caracterización ambiental de los sitios escogidos, la evaluación de impactos ambientales generados por la planta, y la propuesta preliminar de Plan de manejo ambiental, con el fin de obtener la viabilidad de parte del Ministerio del Medio Ambiente, de tal forma que este estudio sea aceptado como DAA.

Metodología y cálculo de costos ambientales en el desarrollo energético sectorial

La UPME, interesada en disponer de metodologías de evaluación de costos ambientales y de modelos y programas de computación aplicables al planeamiento ambiental energético y en tener disponibilidad y confianza en la información existente o facilidad para obtenerla y así volver operacionales dichos modelos, realizó en 1998 la *Evaluación de la incidencia ambiental en el planeamiento energético en Colombia*, como una primera fase en la determinación de los costos ambientales de los desarrollos energéticos.

Fase 1. Conceptual y metodológica: sobre la evaluación del estado del arte del conocimiento, la investigación, la planeación y la gestión ambiental energética en el país se propuso una metodología de cálculo de indicadores ambientales para la estructuración de un Sistema de planeación y gestión ambiental energética, que tiene como objetivo permitir la obtención de la información requerida de manera continua

y con características de calidad y oportunidad adecuadas para la toma de decisiones frente a las necesidades de planificación para la expansión del sector energético.

Contando con los elementos teóricos fundamentales para la definición, consecución, procesamiento y análisis para la construcción de ese Sistema, quedan por adelantarse las fases de planeación y diseño (fase 2), implementación ambiental (fase 3) y seguimiento, evaluación y control (fase 4).

Estudio de restricciones y posibilidades ambientales para los proyectos de transmisión del Plan de Expansión de ISA 2001- 2010.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, con el fin de disponer de un instrumento que le permitiera incorporar los criterios ambientales en la toma de decisiones en el nivel de planeación, realizó en 1998 el estudio de restricciones y posibilidades ambientales para los proyectos del Plan de expansión de ISA, que incluye nuevas líneas a 230 y 500 kV, ampliación y construcción de subestaciones. Estos proyectos se distribuyen a lo largo de las regiones andina y caribe, más específicamente en las cuatro zonas eléctricas definidas por la CREG, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, para el cobro de cargos por uso de la red nacional, tanto para generadores como para comercializadores de energía.

La primera fase del estudio consistió en la definición de una metodología para la identificación, el análisis cuantitativo y cualitativo y el georeferenciado, con aplicación de un Sistema de información geográfica, de los factores de restricción y posibilidad ambiental para los proyectos del Plan Nacional de Expansión de Transmisión. En la segunda fase, la aplicación de la metodología permitió identificar y georeferenciar los factores de restricción y criticidad ambiental en corredores potenciales y aportar elementos sobre la viabilidad ambiental para los proyectos de transmisión por región eléctrica, por dimensión analítica y por proyectos, para la toma de decisiones en escenarios de corto, mediano y largo plazo, en los contextos local, regional y nacional.

Metodología para la evaluación de proyectos de propósito múltiple con componente de generación hidroeléctrica en la etapa de reconocimiento

La UPME, teniendo en cuenta que hasta el momento los proyectos hidroeléctricos se han analizado con enfoque de propósito único y que el nuevo enfoque de

desarrollo sostenible exige que los proyectos de recursos hídricos se contemplen con la óptica de propósito múltiple, contrató en 1998 la definición de una metodología de evaluación ambiental, económica, técnica y financiera para estos proyectos, en etapa de reconocimiento. Seleccionada y perfeccionada la metodología, se implementará el software y se validará, mediante la su aplicación a algunos proyectos, previamente seleccionados.

Unificación de criterios y terminología sectorial y ambiental

El Ministerio del Medio Ambiente, de manera concertada en el marco del convenio de producción más limpia del sector eléctrico, ha avanzado en la definición de términos de referencia y elaboración de guías ambientales para las actividades propias del sector eléctrico. En 1998, se elaboraron las guías ambientales para distribución y generación de electricidad en termoeléctricas. En proceso de elaboración se encuentran las guías ambientales para sistemas de transmisión, generación en hidroeléctricas y manejo técnico de bifenilos policlorados (PCB) en Colombia.

Con estas guías se busca unificar criterios para la planificación, manejo y control ambiental de los proyectos eléctricos. Las guías son el resultado de un esfuerzo de compilación de la mejor información disponible, con el fin de sentar las bases para la iniciación de un proceso de homologación de tecnologías, procedimientos, modelos de gestión ambiental, que sirvan de orientación para aquellos proyectos que han de iniciar actividades, o bien, como fuente de consulta o nivel de referencia para aquellos proyectos que se encuentren en etapa de operación.

142

Investigación y desarrollo

Uso racional de energía

En el marco de la agenda conjunta UPME-MMA, se han adelantado actividades para identificar oportunidades de uso racional y eficiente de energía, en el contexto de la política de producción más limpia en los corredores industriales de Mamonal, Oriente antioqueño, Bogotá-Soacha, Sogamoso y Cali-Yumbo. En el corredor de Sogamoso, las autoridades municipales y las entidades participantes en el convenio ambien-

tal 020 se comprometieron con el desarrollo de las acciones propuestas por la UPME en el plan estratégico para el mejoramiento de la eficiencia energética en la producción de ladrillo.

Con la ANDI, como resultado del seminario de UEE en la industria, se diseñó un programa conjunto para el fomento de la cogeneración en la industria y la difusión de tecnologías y un seminario sobre el mercado de energía eléctrica y gas.

Con el Instituto Colombiano de productores de Cemento se logró iniciar una relación interinstitucional que permitió desarrollar el trabajo con la industria cementera e identificar nuevas acciones en temas relacionados con las emisiones de CO2.

Aspectos específicos

Vinculación de capital privado en los diferentes negocios

La tendencia que se puso de manifiesto con más claridad en los avances de 1998 y en los que, se espera, empiecen a operar a partir del año 2000, después de una transición de reestructuraciones empresariales y de propiedad en 1999, es aquella que apunta en la dirección de una vinculación amplia de capital privado, casi completa de todas las actividades de la industria eléctrica, y en la dirección de una desregulación cada vez más profunda del mercado de los usuarios finales.

La evolución del número de agentes en el mercado muestra un crecimiento en el total de agentes activos y una participación cada vez mayor de agentes privados. A enero de 1999 existían 28 generadores (13 públicos y 15 privados), 12 transportadores (9 públicos y 3 privados) y 56 comercializadores (35 públicos y 21 privados).

Pero aún más importante que el número de agentes es el grado de participación del capital privado en las diferentes actividades de la industria eléctrica.

Con la vinculación de capital privado a las electrificadoras de la Costa Atlántica en 1998, sumada a la previa privatización de CODENSA y ante la expectativa casi cierta de control también privado de 14 distribuidoras del interior del país, el sistema de distribución eléctrico nacional queda, en un porcentaje por encima del 75%, en manos de inversionistas y administradores privados.

143

En la actividad de generación, la venta de ISAGÉN llevaría la participación privada a niveles por encima del 70%, lo que, al incrementar la competencia, exige que los agentes públicos remanentes desarrollen esquemas de gestión ágiles y de respuesta oportuna a los retos del nuevo esquema del negocio.

Con la venta de parte de las actividades de transporte y telecomunicaciones, propiedad de ISA, y con la vinculación de nuevos agentes a los proyectos de expansión por convocatoria, la transmisión quedará prácticamente en manos privadas.

SECCIÓN **D**

Planes,
programas
y proyectos

Sector minero

En sus planes, programas y proyectos, el Ministerio de Minas y Energía es consecuente con las políticas trazadas en el Plan Nacional de Desarrollo, en especial en lo que tiene relación con los propósitos de infraestructura para la paz y de aumento en las exportaciones.

En tal sentido, el Ministerio impulsará el relanzamiento del sector minero colombiano, lo que supone dedicar los mayores esfuerzos a cinco frentes prioritarios de acción: la continuación del fortalecimiento institucional de MINERCOL e INGEOMINAS, la expansión en la cobertura de la exploración geológica básica, el proyecto de reforma al Código de Minas, el proyecto de Ley de Inversión Minera y la promoción a la minería.

El fin último del relanzamiento sectorial es propiciar y facilitar la inversión privada nacional y extranjera en proyectos mineros viables, con el fin de contribuir con el incremento de la producción y de las exportaciones, al equilibrio de la balanza comercial y a la generación de empleo y desarrollo económico, en especial en las zonas aquejadas en mayor medida por problemas de pobreza y violencia.

Mención aparte merece el proceso de vinculación de capital privado en CARBOCOL, con el que se aspira a contribuir al mencionado propósito de duplicar las exportaciones, al fortalecer el acuerdo de acceso a terceros, a generar mayor empleo y divisas y a procurar importantes recursos financieros para el Estado.

Fortalecimiento institucional de MINERCOL e INGEOMINAS

El Ministerio es consciente de que su responsabilidad ante el sector no se limita a haber logrado, en diciembre de 1998, la creación de la nueva empresa administradora de los recursos mineros, como se discutió en la sección B de este documento. En tal sentido viene trabajando con MINERCOL en el proceso de puesta en marcha y ajuste de la empresa, con el fin de garantizar una pronta consolidación de las funciones de administración, fiscalización y promoción de la minería a su cargo. Con el apoyo de la Junta Directiva, se pretende fijar con claridad el peso específico de cada una de las unidades de negocio de la empresa, ajustando consecuentemente las asignaciones de presupuesto y recursos humanos.

De otro lado, conocido el avance obtenido en materia carbonífera, en el que se incluye la entrada en operación de nuevas explotaciones y el acceso de terceros a infraestructuras de transporte y embarque, detallado en la sección C, se hace necesario, sin descuidar dicho subsector, que MINERCOL haga énfasis en la contratación de proyectos de otros recursos minerales estratégicos, entre ellos los yacimientos polimetálicos, las piedras preciosas y los materiales y minerales industriales.

Se pretende que INGEOMINAS, por su parte, realice, bajo la supervisión de su Consejo Directivo, un proceso de reestructuración administrativa y de profesionalización de su personal, orientado al cumplimiento estricto de sus labores en materia de investigación e información geocientífica, minero ambiental y nuclear, como lo dicta el Decreto No. 1129 de 1999.

El Instituto deberá dedicar sus mayores esfuerzos a aumentar el cubrimiento de sus labores de reconocimiento, prospección, exploración básica y monitoreo del territorio y a la generación y divulgación de productos de información del subsuelo, que requiere el sector minero, para lo cual se realizarán gestiones interinstitucionales orientadas a aumentar los recursos para el cumplimiento de esta misión.

Como consecuencia de las disposiciones del Decreto 1129 de 1999, el INGEOMINAS fortalecerá su trabajo, principalmente en la implementación del archivo nacional de

datos e información del subsuelo, mediante sistemas automatizados y georeferenciados, que debe abarcar las siguientes coberturas marco de información:

- *Información y reconocimiento geocientífico básico:* propiedades geológicas, geofísicas, geoquímicas y geomecánicas.
- *Inventario y prospección de recursos del subsuelo:* potencial de recursos minerales; potencial geotérmico y de aguas subterráneas; características y procesos de aprovechamiento de minerales, carbones y materiales radioactivos.
- *Inventario y monitoreo de geoamenazas:* zonificación de impactos, derivados del aprovechamiento de los recursos del subsuelo; potencial de amenazas y riesgos geológicos asociados con la actividad sísmica, volcánica y de remoción en masa.

Expansión de la cobertura del servicio de información del subsuelo

El archivo o sistema de información del subsuelo constituye la plataforma básica para la generación de productos de información y conocimiento del subsuelo, base fundamental para promover la exploración y explotación de los recursos minerales, y, en general, para buscar el mejor aprovechamiento del subsuelo del territorio. Uno de los aspectos más importantes para atraer inversión privada en exploración y desarrollo minero es la disponibilidad de información geológica básica del país, que deberá estar disponible a las escalas adecuadas. De acuerdo con el desarrollo de los programas de investigación en el INGEOMINAS, se ha establecido que, para Colombia, dicha escala es la de 1:100.000, que actualmente se encuentra cubierta solamente en un 25% del territorio nacional.

Para mejorar la competitividad del país y responder a los requerimientos del sector minero colombiano, el objetivo fijado hacia el año 2002 consiste en elevar a escala 1:100.000 el cubrimiento de la cartografía geológica básica al 55% del territorio nacional y el inventario de los recursos del subsuelo al 50%, los cuales estarán representados en mapas geológicos, metalogénicos, de anomalías geoquímicas y geofísicos.

El cronograma de avance para este programa es el siguiente:

	1998	1999	2000	2001	2002
Cartografía geocientífica básica	25%	30%	35%	45%	55%
Reconocimiento de recursos del subsuelo	20%	25%	30%	40%	50%

Para avanzar un 1% en el cubrimiento de la información, se requiere de una inversión del orden de 5.000 millones de pesos y, en consecuencia, para el cumplimiento de las metas propuestas, se estima una inversión de 150.000 millones de pesos en el período 1999-2002. El logro de este objetivo dependerá de la suficiente y oportuna irrigación de recursos del Presupuesto Nacional, de la Comisión Nacional de Regalías y de la gestión de recursos administrados mediante la suscripción de convenios interinstitucionales.

Proyecto de reforma al Código de Minas

Dentro del propósito de garantizar a los inversionistas privados en minería, reglas del juego claras y ágiles que les proporcionen la seguridad jurídica y económica necesaria, el Ministerio presentará en la próxima legislatura un proyecto de reforma al Código de Minas, cuya elaboración ha sido encargada a un grupo asesor bajo la dirección y supervisión permanentes de la entidad.

Entre los aspectos más importantes del proyecto de reforma que se presentará al Congreso y que se ha discutido brevemente en la sección C pueden destacarse:

- Redefinición del papel del Estado, en su calidad de dueño de los recursos naturales no renovables, frente al empresario minero, en el sentido de actuar como facilitador de las condiciones necesarias y óptimas para emprender proyectos y no como empresario.
- Implantación de un título minero único de exploración y explotación a través de un contrato reglado y definido.

- Consagración del carácter comercial y negociable del título minero.
- Posibilidad de integración de títulos mineros
- Eliminación de la figura del *aporte minero*.
- Posibilidad de reservar ciertas áreas geográficas, con el propósito de establecer para ellas condiciones especiales de contratación, con carácter temporal y por razones comprobadas de interés público, económico o social.
- Aplicación de los criterios y requisitos de viabilidad técnica, económica, social y ambiental a todas las explotaciones mineras sin considerar su tamaño.
- Reducción y racionalización en los trámites de obtención y ejecución de títulos mineros.
- Posibilidad de realizar explotaciones conjuntas de áreas diferentes.
- Eliminación de la figura de la *reversión*.
- Coordinación interinstitucional procesal y temática en los trámites minero ambientales.
- Creación de mecanismos más eficaces y ágiles para la consulta de proyectos mineros con las comunidades étnicas.

Proyecto de Ley de Inversión Minera

Se pretende tramitar, paralelamente a la reforma al Código de Minas, una ley de fomento a la inversión minera, con el propósito de establecer una serie de medidas relacionadas con las contraprestaciones económicas y financieras que gravan en la actualidad a la industria minera.

Entre los puntos más importantes del proyecto pueden destacarse:

- Creación, implementación y fortalecimiento de un contrato de estabilidad tributaria, similar al existente, pero por toda la vida del proyecto minero.
- Tratamiento contable especial para los gastos realizados durante la fase de exploración del contrato minero.
- Tratamiento diferencial para ciertas actividades mineras en la base de cálculo de las regalías.
- Revisión de la figura de canon superficiario para la fase de exploración minera.
- Extensión de las exenciones arancelarias para importación de maquinaria a toda la vida del proyecto minero y no solo a la fase exploratoria.
- Extensión del beneficio consagrado en la resolución 21 de 1993 -Estatuto de Inversiones Internacionales-, consistente en la no obligatoriedad de reintegrar las divisas provenientes de las ventas al mercado cambiario, a todos los demás minerales además de carbón, ferroníquel y uranio.
- Extensión del beneficio consistente en la no retención de utilidades en el patrimonio o pérdida para sucursales de empresas extranjeras que exploren cualquier mineral y no solo carbón, ferroníquel y uranio.
- Creación de deducciones tributarias por inversiones en medio ambiente adicionales a las que señala la Ley.

La meta es que tanto el nuevo Código de Minas como la Ley de Inversión Minera estén aprobados por el Congreso de la República para el año 2.000.

Promoción de la prospectividad futura del país

- Acciones para promover la demanda interna y las exportaciones de minerales.

Se formularán y gestionarán planes y programas de desarrollo para los subsectores y minerales estratégicos para el país:

- Modelamiento y análisis de costos de la minería del oro, de sus condiciones de competitividad interna y externa y formulación de acciones para el desarrollo del subsector.
- Formulación de programas de desarrollo de la industria esmeraldífera y gemológica, para la creación y consolidación de la Bolsa de esmeraldas, el desarrollo de instrumentos de certificación de la calidad de las esmeraldas y para la creación de una zona franca para la talla y comercialización de joyas y esmeraldas.
- Identificación y diseño de un Plan de Acción para estimular el consumo y las exportaciones de carbón térmico y coquizable y para el mejoramiento integral de las regiones carboníferas del interior del país.
- Formulación del Plan de Desarrollo de Materiales y Minerales de la Construcción, que oriente las acciones necesarias para dinamizar la actividad extractiva y de transformación asociada al sector de la construcción.

- Diseño y gestión de la estrategia de mejoramiento de las condiciones de competitividad de la minería colombiana en el contexto internacional en los aspectos técnicos, financieros y tributarios, que permita un posicionamiento del sector a nivel nacional e internacional y para atraer la inversión extranjera.

- Ordenamiento territorial para el desarrollo minero y energético, mediante el establecimiento de condicionantes técnicos, ambientales y económicos para el desarrollo de estrategias y proyectos, como instrumento facilitador de su evaluación de viabilidad y factibilidad, técnica, económica y ambiental por parte de los inversionistas, anticipándose a sus decisiones de inversión y reduciendo trámites ante las autoridades ambientales y minero energéticas.
- Evaluación integral y reorganización del Sistema Colombiano de Regalías, estableciendo las condiciones actuales de operación del Sistema, ventajas y desventajas del actual Régimen, eficiencia y eficacia en la asignación de recursos y estructurando una propuesta de reorganización del sistema en los aspectos de política, legales, administrativos, técnicos y operativos.

Vinculación de capital privado a CARBOCOL

Se continuará participando en el proceso de vinculación de capital privado a la empresa CARBOCOL, que debe concluir, a más tardar, en junio del año 2.000. Además de los recursos que percibirá el Estado por la vinculación privada, ésta permitirá materializar la expansión productiva de El Cerrejón Zona Norte, de 17 a 23 millones de toneladas por año, generando en los próximos 10 años alrededor de 5.000 nuevos empleos, entre directos e indirectos.

Sector hidrocarburos

Petróleo y derivados

Política petrolera: corto, mediano y largo plazo

Con el nivel de producción actual, de aproximadamente 850 kBDC el sector se constituye en motor de la economía nacional, representando aproximadamente el 4,5% del PIB Nacional, como observamos en la sección A. En consecuencia, es necesario mantener este nivel de producción en el mediano plazo y aumentarlo en el largo plazo, de manera que se llegue a 1.000 kBDC en el 2010, con el objeto de continuar generando recursos que contribuirán a aliviar el déficit de la cuenta corriente de la balanza de pagos y a solucionar los problemas fiscales del país.

Para lograr este objetivo, es necesario descubrir nuevas reservas de hidrocarburos que sustenten los niveles de producción referidos, lo que hace necesario descubrir reservas del orden de 200 millones de barriles por año en los próximos 4 años. El descubrimiento de reservas en niveles de más de 200 millones de barriles por año exige un nivel de exploración de más de 20 pozos A – 3 por año.

Las metas de descubrimientos deben ir acompañadas de una política sectorial que sustente dicho reto y que permita atraer el volumen de inversión extranjera requerido para acometer la actividad exploratoria necesaria para alcanzar el nivel de descubrimientos previsto para el mediano plazo. La actividad exploratoria requerida y las inversiones de desarrollo asociadas al descubrimiento de nuevas reservas demandarán recursos de inversión superiores a US\$ 1.000 millones por año.

Es por esto que las decisiones de política petrolera, promovidas y adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía en los últimos diez meses, están encaminadas a devolver la competitividad a Colombia como país productor de petróleo.

Hace diez meses, el país tenía la expectativa de aumentar el nivel de reservas de hidrocarburos en los próximos 8 años. Hoy, el país cuenta con un marco contractual y fiscal para la actividad petrolera, que le permite sustentar el reto de descubrimientos, previsto para los próximos 10 años.

Las modificaciones adaptadas a los contratos de asociación, al régimen de regalías y al sistema de depreciación de los activos, discutidas con gran detalle en la sección C, generan un balance adecuado entre el riesgo geológico del país y la economía de los proyectos, en condiciones que hacen atractiva la inversión exploratoria en Colombia y le permiten competir al país para atraer recursos de inversión, no solo frente a los demás países productores de Latinoamérica, sino también frente a otros países de Africa y el Medio Oriente.

Sin embargo, el paquete de reformas aprobado no es suficiente para mitigar el riesgo de desabastecimiento que enfrenta Colombia a partir del año 2004 a 2006, por lo que se requiere adoptar otras medidas que permitan aumentar el nivel de producción y de reservas explotables durante este cuatrienio.

Con las reformas aprobadas se espera que las compañías petroleras tengan un mayor interés por desarrollar actividades de exploración en Colombia y se espera un despeje de la actividad contractual de ECOPEPETROL. No obstante lo anterior, debe tenerse en cuenta que los plazos promedio de exploración oscilan entre los 6 y los 8 años y pueden ser mayores en la medida en que se presenten dilaciones en la obtención de permisos ambientales o problemas de orden público que impidan el cumplimiento de los cronogramas de exploración.

Es por esto, que se espera que los cambios adoptados se reflejen, en el corto plazo, en un incremento en la actividad contractual de ECOPEPETROL, mientras que los resultados en términos de descubrimiento de nuevas reservas se esperan en el mediano y largo plazo. A pesar de que los efectos de los cambios en la política petrolera deberían medirse en el mediano plazo, el principal efecto de corto plazo es la entrada de nuevos agentes al país y despertar nuevamente el interés de las compañías presentes.

Para lograr lo anterior se hace necesario adelantar una agresiva gestión comercial, que tenga como resultado el incremento en la firma de nuevos contratos en el próximo año. Esta gestión será adelantada por el Ministerio de Minas y Energía, conjuntamente con ECOPEPETROL, a fines del presente año.

Teniendo en cuenta que las medidas recientemente adoptadas no son suficientes para asegurar un incremento de reservas en el corto plazo, se hace necesario adoptar otras que permitan aumentar el nivel de producción, que, se espera, empezará a declinar a partir del año 2000, en el presente cuatrienio. Estas medidas incluyen el diseño y ejecución de un programa de producción incremental, que permitirá adelantar programas de recuperación secundaria de reservas probadas en los campos que se encuentran en etapa de explotación, bien sean de operación directa de ECOPEPETROL o de operación asociada.

Con la ejecución de estos programas se podría generar producción adicional del orden de 20 a 80 kBDC en el mediano plazo, producción que no se puede determinar hasta tanto no se realicen los estudios para medir las reservas recuperables no probadas de los campos que se encuentran en operación a la fecha. La producción incremental permitiría continuar con el abastecimiento interno y permitiría aplazar un par de años el riesgo de importación de combustibles, en el caso en que se puedan lograr los rangos altos de producción incremental de 80 kBDC.

Para ejecutar estos programas de producción incremental, se deben flexibilizar las condiciones de los contratos de asociación, bien sea para ampliar los plazos de la explotación, de modo que los asociados puedan recuperar la inversión realizada para la producción incremental, o mediante el pacto de nuevas condiciones de distribución de la producción incremental entre ECOPEPETROL y el asociado. Esto se aplica a los casos de producción incremental sobre campos que están siendo explotados a través de contratos de asociación.

Actualmente, se está trabajando en el diseño del programa de producción incremental y en la definición de los mecanismos de contratación que deben utilizarse. Se espera iniciar los procesos de contratación respectivos a fines de este año, una vez se diseñen las condiciones de contratación y se haya presentado este programa a las entidades de control y discutido con ellas el mismo.

Otra de las medidas requeridas para aumentar el nivel de producción en el corto y mediano plazo es la aceleración de los programas de exploración de los bloques ya contratados. Esta medida es fundamental para asegurar la reactivación de la exploración en el corto plazo, especialmente si se tiene en cuenta que las áreas de interés para las compañías están localizadas en las cuencas sedimentarias activas, incluidos los valles Alto, Medio y Superior del Magdalena y las cuencas de los Llanos y del Putumayo.

Estas áreas se encuentran contratadas en más de un 90%, por lo que es preciso flexibilizar las condiciones contractuales de los bloques contratados que cuentan con prospectos que no están siendo explorados a la fecha. El objetivo de este programa es anticipar la devolución de las áreas que no están siendo exploradas por parte de los asociados, con el fin de que éstos retengan las áreas ya declaradas comerciales, con la modalidad contractual utilizada al momento de adjudicar el bloque, y proceder a negociar un programa de exploración acelerado sobre el área devuelta que debe ser contratada con la modalidad contractual aprobada recientemente por la Junta Directiva de ECOPETROL.

Este programa es similar a la propuesta del 75/25 que realizó ECOPETROL en años anteriores sobre las áreas que habían sido contratadas con el mecanismo de producción escalonada. La ejecución de estos programas tiene por objeto aumentar la actividad exploratoria de los bloques y, por ende, la probabilidad de nuevos descubrimientos, con el fin de anticipar la producción y el flujo de caja esperado de dichos bloques para el Estado y para los asociados.

De no adoptarse este programa, se mantendrían 'congeladas' las áreas de mayor interés, situadas en las cuencas activas, hasta que se venzan los plazos de devolución de áreas, previstos en los contratos actuales, o hasta que los precios del crudo alcancen niveles que hagan viable el desarrollo de estos prospectos con las condiciones contractuales vigentes a la fecha en que se contrataron los bloques.

Teniendo en cuenta que los estudios de valoración realizados para adoptar los cambios contractuales y fiscales indicaron que el régimen contractual y fiscal vigente antes de los cambios no generaba suficientes incentivos para exploración, a menos que se presentarán precios WTI del orden de US\$25/barril o superiores, se considera necesario proceder a renegociar la devolución de áreas y a modificar los términos

contractuales en el corto plazo. Lo anterior, puesto que expectativas de precios del orden de US\$25/barril no son previsibles, ni siquiera en el largo plazo. Los analistas internacionales han proyectado precios promedio de US\$15/barril para los próximos 10 años.

A pesar de que los precios se han reactivado recientemente, se espera que los grandes países productores renegocien las cuotas de recorte de producción, en la reunión de marzo del año entrante, pues si permiten que los precios lleguen a niveles tan altos, fomentan la mayor producción de países de altos costos, con lo que se perdería el incentivo que llevó a estos países a recortar sus niveles de producción.

Se destacan, dentro de los programas de aceleración de exploración, los casos de Piedemonte y Samoré. Estos bloques, que fueron adjudicados bajo la modalidad de producción escalonada, contienen los dos principales prospectos con que cuenta Colombia a la fecha, incluidos el prospecto de Niscota (Piedemonte), con un potencial estimado de 900 millones de barriles, y el prospecto de Gibraltar (Samoré), con un potencial estimado superior a 1.000 millones de barriles.

Si se acelerara la exploración de estos prospectos y si los resultados de la exploración tienen éxito, estos 2 proyectos generarían en el 'plateau' de producción niveles mayores a los 200 kBDC, con lo que se eliminaría el riesgo de importaciones. No obstante que el factor de éxito local no supera el 20%, se considera necesario iniciar cuanto antes la exploración de estos prospectos, con el fin de determinar si contienen o no yacimientos de hidrocarburos y el tamaño real de sus reservas.

Se espera concluir la negociación con las compañías que exploran estos bloques durante este año, con el fin de iniciar la exploración de los prospectos mencionados en el año 2000.

En conclusión, si bien los cambios introducidos al régimen contractual y fiscal de la actividad permiten crear las condiciones para mejorar el nivel de competitividad del país y hacer atractiva la exploración en Colombia, los resultados de dichos cambios en términos de nuevos hallazgos solo podrán medirse en el mediano y largo plazo. Por lo tanto, es necesario complementar estas medidas con los programas de producción incremental y de aceleración de los programas de exploración, para aumentar el nivel de producción y de reservas explotables en los próximos dos años.

Sector hidrocarburos

Gas combustible

El Ministerio de Minas y Energía considera como objetivos importantes de su gestión el apoyo al esfuerzo de masificación y sustitución de combustibles costosos por gas natural y el fomento de condiciones propicias para la exportación de gas natural a los mercados internacionales, principalmente hacia Panamá y Centroamérica. Solo mediante un desarrollo vigoroso del mercado interno y de las exportaciones del combustible, es posible dar incentivos adecuados a la exploración, desarrollo y explotación de las reservas de gas natural del país y favorecer, simultáneamente, el uso de la infraestructura existente de transporte y distribución, que significó un importante esfuerzo de inversión de recursos públicos y privados durante los últimos años.

Aspectos regulatorios

Es tarea del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG definir las condiciones normativas y de política, propicias al desarrollo de las actividades de masificación y comercialización de gas. La contratación del suministro y transporte de gas en el país se ha caracterizado por su excesiva rigidez en precios, modalidades contractuales, plazos, puntos de entrega y recibo, así como por largos períodos de negociación, dominio de la negociación por parte del transportador o del productor y asimilación o integración, en algunos casos, de la contratación del transporte con la del suministro. Adicionalmente, los esquemas regulatorios hasta ahora adoptados han limitado la participación de los agentes en la administración del riesgo en sus operaciones comerciales. Por esta razón, la administración actual, con el concurso de la CREG, consideró que es fundamental una revisión comprensiva de las políticas generales y de la regulación, vigentes en el sector de gas natural.

La evaluación ha permitido identificar una serie de aspectos de política y regulación sectorial sobre los que se centrará la acción del Ministerio y de la Comisión: i) revisión de la regulación actual de precios al productor con miras a facilitar la transición hacia el año 2005; ii) redefinición de las metodologías y fórmulas tarifarias del transporte de gas en troncal; iii) revisión de las fórmulas de regulación de los distribuidores para identificar obstáculos o dificultades de la penetración masiva y la comercialización del gas en áreas estratégicas, como la industria, el sector residencial y el transporte público; iv) definición de un marco general de política para el fomento de las exportaciones de gas y especificación de un marco normativo básico con el fin de dar certidumbre regulatoria, para el adelanto de las exportaciones de gas previstas.

Revisión de la regulación de precios al productor

Se han identificado varios hechos y dificultades en relación con la regulación vigente de precios. Con el nivel actual de producción, el país cuenta con reservas importantes para los próximos 25 a 30 años, pero la explotación de las mismas depende crucialmente de que existan condiciones favorables, no solo desde el lado de la demanda, sino también del de la oferta. La señal de precios al productor resulta fundamental a la hora de definir incentivos adecuados, no solo para la exploración de reservas, sino también para su explotación. Es necesario que el país dé condiciones favorables para la explotación oportuna del gas ya descubierto y promueva condiciones propicias para el desarrollo del mercado y la concurrencia entre diversas fuentes de suministro, con el fin de evitar la dependencia excesiva de una sola fuente, favorecer la entrada de varios comercializadores en el mercado y propiciar la disputa del mercado, con respecto a otros sustitutos de mayor costo.

En consecuencia, se requiere revisar la viabilidad de la regulación vigente de precios y la fórmula de actualización que la acompaña; evaluar la conveniencia de mantener un esquema segmentado de precios según campos y según tipos de gas y analizar las implicaciones de la entrada en vigencia del nuevo esquema de precios libres, a partir del 2005. En relación con este último aspecto, resulta fundamental definir un modelo de transición en la regulación, que evite cambios bruscos o impactos sustanciales a los consumidores de gas. La revisión de la regulación vigente de precios se adelanta dentro de un concepto que busca garantizar credibilidad regulatoria, respecto de los compromisos ya adquiridos y las señales ya anunciadas para la próxima década.

Redefinición de la metodología y fórmulas tarifarias del transporte de gas en troncal

En esta área se han identificado dificultades. El esfuerzo de inversión en infraestructura de transporte fue, en muchos casos, superior a lo que reclamaba un mercado de bajo desarrollo, de modo que se impusieron obligaciones financieras por encima de las que el mismo mercado podía asumir; el esquema de financiamiento adoptado, basado en un modelo de construcción de obra con financiamiento privado (contratos BOMT), impuso obligaciones financieras significativas a la contraparte pública, que, dada su magnitud, no eran recuperables en su totalidad por la vía tarifaria. Su impacto se ha sentido sobre la finanzas de ECOPETROL y ha significado una presión que ha restado flexibilidad para permitir que las tarifas de transporte tengan niveles adecuados a la necesidad de promover el desarrollo acelerado de la penetración del gas en el interior.

El desarrollo del mercado de gas natural y de la red de transporte presenta diferencias regionales importantes. Por una parte, el mercado en la Costa Atlántica está caracterizado por un grado de madurez relativamente avanzado y su cercanía a fuentes de producción de bajo costo, con una base importante de demanda residencial, comercial, industrial, generación térmica y una demanda potencial importante de gas para exportación. Los costos de transporte representan una porción menor del precio del gas al usuario y el gas es competitivo con la mayoría de los combustibles sustitutos.

El mercado en el interior es incipiente, se ha desarrollado sobre la base de la demanda de gas para generación térmica, con una infraestructura de transporte extensa e inicialmente subutilizada y lejana de la fuente de suministro de bajo costo. Como consecuencia de lo anterior, el costo de transporte tiene un impacto mayor sobre el precio al usuario final, el gas tiene dificultades para competir con sustitutos como el diesel, el fuel oil y el carbón, las empresas de transporte difícilmente pueden recuperar los costos hundidos de la infraestructura existente y están enfrentadas a riesgos de mercado altos. Actualmente, el sistema de transporte del interior evidencia una fuerte subutilización en algunos segmentos, pese a que en otros tramos existen contratos que copan casi toda la capacidad disponible, impidiendo la entrada de nuevos comercializadores o productores en el mercado del interior.

En el futuro, las condiciones para el desarrollo de la red cambiarán en forma substancial. Se busca crear condiciones a futuro que permitan la desregulación del precio y la comercialización flexible del suministro, la participación de nuevos comercializadores y la realización efectiva de un mercado de gas. Las ampliaciones de la red serían definidas bajo esquemas de planeación descentralizados, según los cuales las decisiones de inversión en nuevas ampliaciones deben responder al crecimiento del mercado de oferta y demanda expresada por medio de solicitudes de capacidad de transporte adicional por parte de remitentes. Estas ampliaciones deben ser viables económica y financieramente y buena parte de los riesgos de inversión deben ser asumidos por los remitentes interesados.

Como resultado de este diagnóstico y para el logro de estos objetivos, se vienen aprobando reformas importantes en las metodologías para regulación del transporte. Recientemente, la CREG expidió una resolución que somete a consulta de los diversos interesados el nuevo esquema de regulación del transporte cuyas características más importantes son: se da opción para la negociación de cargos entre los usuarios de la red y el transportador, lo cual busca que los agentes acuerden los niveles de riesgo comercial que quieren asumir en los contratos de transporte; se permiten opciones para seleccionar modalidades de cargos, con el fin de adecuar los perfiles de consumo de usuario en los contratos; se facilita el desarrollo del mercado mediante la creación de condiciones de igualdad de acceso para los diversos campos productores, respecto de un sitio de referencia de las transacciones del suministro.

Revisión de las fórmulas de regulación de los distribuidores

La masificación del gas en los sistemas de distribución del interior del país ha sido más lenta que lo previsto. Se han identificado varias dificultades, algunas de ellas de origen regulatorio. Se busca flexibilidad comercial para facilitar la penetración en los sectores industriales y de transporte, que requieren inversiones en nuevos equipos que permitan la conversión a gas, pero igualmente se requiere proteger de alzas indebidas de precios, desfavorables a los pequeños consumidores. Igualmente, se precisa identificar los factores que están introduciendo obstáculos a una penetración más acelerada del gas. Por ejemplo, algunos analistas del sector aducen que los márgenes de distribución y los cargos fijos de conexión están sustancialmente por encima de lo que sería aconsejable para una penetración dinámica del gas en ciertos sectores como la industria.

Definición de un marco general de política y regulación para el fomento de las exportaciones de gas

Colombia puede convertirse en fuente de suministro de gas en una escala importante en los mercados centroamericanos. Es oportuno, por lo tanto, desarrollar desde el Ministerio de Minas y Energía, una política hacia las exportaciones de gas, que simultáneamente promueva un enfoque de apertura hacia los mercados externos sin comprometer el abastecimiento nacional. Las exportaciones del combustible representan para el país no solo una fuente de divisas, sino también la oportunidad de convertirlas en jalonadoras del desarrollo de reservas y de exploración de nuevas fuentes de gas en el país, principalmente en la Costa Atlántica. Igualmente, crea condiciones para impulsar el desarrollo del mercado doméstico y la integración de mercados energéticos con Centroamérica.

Avance en el Plan de masificación del gas natural

La diversificación de la canasta energética, lograda mediante la masificación del gas, ha traído ventajas económicas para el país, ya que su uso directo en la satisfacción de las necesidades energéticas de la población y de los agentes económicos del país es más eficiente, desde el punto de vista de la cadena energética que otras fuentes que venían siendo empleadas en el pasado.

La continuación de esta política, según análisis realizados por la UPME para el período 1998-2005, permitirá brindarle este energético a más colombianos: se prevén tasas de crecimiento promedio anual del 8,6% en el sector residencial, 6,5% en el sector industrial, 10,6% en los sectores comercial y de servicios y 32,8% en el sector transporte. Este último se presenta como uno de los de más potencial y sobre el que hay cifradas muchas esperanzas, dado el impacto que desde el punto de vista ambiental y energético va a tener sobre el sector de transporte automotor.

Con lo anterior, se espera tener un crecimiento promedio a nivel nacional del 6,7%, en sectores de uso final, que está muy por encima del esperado para el sector eléctrico.

Todo esto se garantizará con una política apropiada de precios de los energéticos donde se reflejen los costos de oportunidad y/o prestación del servicio, según sea el caso de un transable o no. Política que se implementará a través del marco regulatorio.

Sector eléctrico

Plan de expansión de generación y transmisión

Con el fin de brindar información oportuna y confiable, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética, elabora de manera anual una revisión del Plan de expansión de referencia, de generación y transmisión, en el que se analiza la situación del Sistema Interconetado Nacional, en su balance demanda-oferta.

Se espera que en el transcurso de los próximos años, 1999-2002, ingresen al Sistema los proyectos hidroeléctricos de Urrá (340 MW), Porce II (393 MW), Miel (375 MW), Dolores (8,5 MW) y Río Piedras (19,4 MW), y termoeléctricos de TermoEmcali (233 MW) y Termocentro (100 MW), correspondientes a la conversión del ciclo abierto en ciclo combinado, para un total de 1469 MW nuevos.

En cuanto al sistema de transmisión de energía eléctrica, se espera que durante los próximos 2 años entren en operación 2314 km de red a 230 kV y 380 km de líneas a 500 kV, así como 1260 MVA de transformación, que permitirán mejorar las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional. Los proyectos de transmisión que se están ejecutando actualmente y que entrarán en operación comercial en este periodo pueden verse en los cuadros 1, 2 y 3.

Convocatorias de transmisión

El Gobierno Nacional, dentro de las estrategias de introducción de la eficiencia y de vinculación de capital privado en el desarrollo de la infraestructura energética, ha

Cuadro 1
Plan de expansión de generación 1999 - 2002

Proyecto	Tipo	Capacidad	Operación
Río Piedras	Hidro	19,4	Agosto 1999
Dolores	Hidro	8,5	Septiembre 1999
Termo Emcali	Gas	233	Octubre 1999
Urrá	Hidro	340	Abril 2000
Termo Centro	Gas	100	Enero 2001
Porce II	Hidro	393	Junio 2001
Miel	Hidro	375	Julio 2002

diseñado a través de la CREG un mecanismo para el desarrollo de la expansión del Sistema de transmisión nacional, mediante convocatorias públicas internacionales.

Como resultado de los análisis contenidos en el Plan de expansión, se determinó la necesidad de llevar a cabo dos proyectos de transmisión, adicionales a las obras actualmente en ejecución. Como se mencionó en la sección C, para la puesta en marcha de estos proyectos, se abrieron las primeras convocatorias públicas para el desarrollo integral de las líneas Primavera-Guatiguara (Nueva Bucaramanga)-Tasajero (230 kV, 266 km aproximadamente) y Sabanalarga-Cartagena (230 kV, 86 km aproximadamente), en los meses de marzo y mayo de 1999. La adjudicación se hará efectiva a finales de 1999.

El nuevo Plan de transmisión se encuentra en preparación y una vez sea aprobado, el próximo mes de octubre, se definirán las nuevas convocatorias.

Aspectos regulatorios

Los temas regulatorios y la expedición de resoluciones son competencia de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entidad en la que el Ministerio de Minas y Energía tiene tan solo 1 de 8 puestos. Sin embargo, existe una estrecha coordinación entre el MME y la CREG y se destacan las siguientes áreas de concentración:

Cuadro 2
Plan de expansión en transmisión 1999 - 2000 - Líneas de transmisión

AÑO	LONG. km	LINEAS				JUSTIFICACION
		RECONFIGURACIÓN		LINEAS NUEVAS		
		DE	A	DE	A	
1999	160	Paipa	Bmanga.	Nva. Paipa	Nva. Bmanga.	Aumento de la capacidad de importación en el área del Nordeste y aumento de la confiabilidad en el suministro de energía. Disminución de la restricción por tensión en el área del Nordeste.
	15	Paipa	Chivor	Paipa	Nva. Paipa	
	134.7			Nva. Paipa	Chivor	
	15	Paipa	Chivor	Paipa	Nva. Paipa	
	134.7			Nva. Paipa	Chivor	
	14	Palos	Comuneros	Palos	Nva. Bmanga.	
	76.1			Nva. Bmanga.	Comuneros	
	160			Nva. Paipa	Nva. Bmanga.	
	37.5			Nva. Bmanga.	Bmanga.	
	211.5			San Carlos2	Virginia2	
	169.4			Virginia2	San Marcos	Aumento de la capacidad de exportación entre Barranquilla y Sabana.
	46			Sabana2	Nva. Bquilla.	
	46			Sabana2	Nva. Bquilla.	Disminución de la restricción en Guajira a una unidad y aumento de la confiabilidad
	92.6			Sabana	Fundación	
	104			Primavera	Playas	Aumento de la capacidad de exportación del Magdalena medio, eliminando la restricción por alta generación en Bogotá y baja en la zona de EEPFM.
	84	Cerromatoso1	Urrá	Cerromatoso2	Urrá	Nueva generación.
	84			Cerromatoso2	Urrá	
	48.6	Urabá	Urrá	Urabá	Urrá	Conversión de 115 a 230 kv
68.2			Salto	Bello	Crecimiento de la demanda	
44.4			Salto	Barbosa	Crecimiento de la demanda	
22			Hermosa	Virginia	Aumento de la confiabilidad	
23.6	Esmeralda	San Marcos	Esmeralda	Virginia	Aumento de la demanda en el área de CHEC	
169.4			Virginia	San Marcos		
23.6	Esmeralda	Cartago	Esmeralda	Virginia		
18.4			Virginia	Cartago		
50.7			Porce	Barbosa	Nueva generación	
9.83			Porce	Salto		
2			Porce	Guadalupe		
87.7	Cartago	San Marcos	Cartago	Tuluá	Crecimiento de la demanda en el Valle.	
71.4			Tuluá	San Marcos		
211.5	San Carlos 220	Virginia 220	San Carlos 500	Virginia 500	Conversión de la línea de 230 a 500 KV	
169.4	Virginia 220	S. Marcos 220	Virginia 500	S. Marcos 500		
37.5			Bmanga.	Nva. Bmanga.	Aumento de la capacidad de importación en la zona.	
52.5	Bmanga.	Barranca	Nva. Bmanga.	Barranca		

Cuadro 3
Plan de Expansión e transmisión - Subestaciones

Año	TENSIÓN	SUBESTACIONES	TRANSFORMADOR		MVA
	kV		de	a	
1999	220	Virginia			
	220	Nva. Bmanga.			
	220	Nva. Paipa			
	220	Urrá			
	220	Urabá			
2000	500/220		Cerromatoso5	Cerromatoso2	360
	220	Porce			
	220	Tuluá			
	500	Virginia			
	500	San Marcos			
	500/220		Virginia5	Virginia2	450
	500/220		San Marcos5	San Marcos2	450

- (i) Precio. Asegurar que la tarifa no sea ni inferior ni superior a los costos eficientes de prestación del servicio.
- (ii) Calidad del servicio. Definir las condiciones de calidad de los agentes, tanto en transmisión como en distribución.
- (iii) Expansión. Definir las obligaciones de expansión del servicio de distribución de energía eléctrica.

En cada una de estas tres áreas ya existe un marco regulatorio claro, aunque en algunas partes hay temas por profundizar, como los siguientes:

- *Precio* - Volatilidad del precio.
- Posiciones dominantes en el mercado.
- Remuneración de restricciones técnicas de operación.
- *Calidad* - Calidad de los servicios de transmisión
- Código de funciones del nuevo Centro Nacional de Despacho
- *Cobertura* - Obligaciones de expansión de las empresas distribuidoras.

De los puntos descritos, se resalta a continuación, en detalle, la discusión sobre la volatilidad de precios en el mercado, ya que es el momento ideal para tomar decisiones regulatorias, dado que, de acuerdo con el nivel de embalse actual, el tamaño del parque térmico instalado, los proyectos en construcción y las proyecciones de demanda, no se prevén requerimientos adicionales de capacidad hasta el año 2002. Es decir, existe la libertad de estudiar el tema en detalle, sin la presión de un riesgo de racionamiento.

Volatilidad de precios

Las causas que originan volatilidad en el mercado de electricidad pueden clasificarse, según su origen, en endógenas y exógenas. Las primeras están asociadas a cambios en los precios, originados en variaciones en las cantidades de oferta y demanda que se transan en el sistema; las segundas están asociadas a cambios en precios, originados por imperfecciones del mercado.

Puede afirmarse que sin volatilidad no hay mercado. Sin embargo, niveles extremadamente elevados de volatilidad implican una asunción de riesgo muy alta para los agentes que participan en el mercado. Si el riesgo es muy elevado y los agentes no pueden protegerse convenientemente contra el mismo, puede comprometerse la viabilidad del esquema implementado.

La sostenibilidad del marco regulatorio depende de la adopción de acciones en dos sentidos: i) minimizar en lo posible las causas exógenas que originan volatilidad y ii) desarrollar instrumentos de manejo de riesgo financiero que les permitan a los agentes cubrirse contra la volatilidad de origen endógeno.

Las causas de volatilidad mencionadas en el caso particular del mercado colombiano se describen a continuación:

- Causas endógenas. Se consideran como factores endógenos, los siguientes:
i) reducción estacional de la oferta durante el verano; ii) aumento estacional o aumentos horarios de la demanda del sistema; iii) sobre-reacción de los agentes por percepción de riesgo de escasez.
- Causas exógenas. Se consideran como factores exógenos, los siguientes:

i) abuso de posición dominante en la Bolsa de energía; ii) restricciones de transmisión en el STN; iii) comportamientos especulativos de algunos generadores por subcapitalización, por problemas de liquidez o por sobrecontratación en el mercado de contratos; iv) grado reducido de interacción entre la demanda y la oferta.

La CREG ha emprendido varias acciones con las que se busca atenuar los factores exógenos de volatilidad, cuyos resultados se deberán conocer en el transcurso de este año:

- Análisis y diagnóstico de la posición dominante de los generadores en la Bolsa de energía. El estudio se basa en la aplicación de herramientas de la teoría de juegos y se viene discutiendo en el seno de la Comisión, con el fin de definir las medidas que deban adoptarse.
- Propuesta regulatoria para el manejo comercial de las restricciones de transmisión y del servicio de regulación secundaria de frecuencia. La propuesta, cuya adopción está pendiente del concepto del CNO, incluye tanto el esquema comercial de asignación de la generación fuera de mérito, como el esquema de remuneración de las generaciones de seguridad.

- Dinamización de la competencia al detal, mediante la ampliación del mercado de consumidores no regulados, a partir del primero de enero del año 2000.

Se considera que, una vez adoptadas las normas correspondientes, la volatilidad del mercado disminuirá ostensiblemente.

Con relación al desarrollo e instrumentación de herramientas financieras que atenuen el riesgo de los agentes frente a la volatilidad de origen endógeno, la CREG contrató a la firma TERA (Teknecon Energy Risk Advisors, LLC) con el objetivo de:

- Efectuar un diagnóstico sobre la volatilidad del mercado *spot* de electricidad, a través de la identificación de si los precios son persistentes o antipersistentes y de su grado de predictibilidad.
- Efectuar un diagnóstico sobre el mercado de contratos de compra – venta de electricidad.

- Proponer contratos estandarizados que permitan darle mayor transparencia a las transacciones de los agentes y que sean más líquidos, de tal manera que se flexibilice la posición comercial de los participantes del mercado.
- Diseñar contratos de futuros de electricidad, que racionalicen la formación de precios en el mercado *spot* y que permitan contar con señales de mediano plazo del mercado.
- Asesorar a la CREG durante el proceso de implementación de las medidas recomendadas.

Los resultados de la asesoría contratada estarán listos a finales de 1999. Como resultado, los participantes del mercado mayorista contarán con instrumentos suficientes para emprender prácticas prudentes de exposición y manejo de riesgo. Los agentes que asumirán los riesgos del mercado contarán con instrumentos adecuados de manejo de riesgo y estrategias de '*hedging*', para contrarrestar los efectos de la volatilidad de precios, tanto en su frecuencia de ocurrencia, como en la amplitud de las variaciones.

Fortalecimiento de los aspectos ambientales

A través del CASEC y de los sectores de minas e hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía busca de manera activa vincular a los diferentes agentes que participan en el sector, para trabajar en forma permanente en la revisión y promoción de lineamientos de carácter ambiental, que garanticen la coherencia entre el desarrollo del sector y la conservación del medio ambiente, con especial énfasis en la gestión ambiental.

Una de las tareas del CASEC es revisar y gestionar ante el MMA las guías ambientales para las diferentes actividades. Así mismo la revisión de los diferentes términos de referencia para los estudios exigidos por las autoridades ambientales, de forma que se puedan lograr buenos resultados en los trabajos y un correcto desempeño de los proyectos.

Regulación y control de aspectos nucleares

El Ministerio de Minas y Energía asumirá las funciones de regulación y control en materia de protección radiológica y seguridad nuclear, para lo cual revisará y actualizará la normatividad existente, propondrá el reglamento nacional sobre el tema y mantendrá estricto control sobre la aplicación y cumplimiento de la normatividad que expida.

Las tareas de investigación, promoción y aplicaciones directas de la energía nuclear serán asumidas por el INGEOMINAS.

Vinculación de capital privado a ISA, ISAGÉN y a las distribuidoras del Interior del País

En desarrollo del denominado Proceso de vinculación de capital privado, se pueden destacar los siguientes, como procesos de pronta ejecución:

- Proceso de ISA, empresa de transmisión de energía, cuyos activos representan el 84% (que incluye su participación en TRANSELCA) del total de los activos de transmisión del SIN. El proceso consiste en la venta del 76% de las acciones de la Nación en la empresa a operadores estratégicos. Se prevé que culmine en el último trimestre de este año, para lo cual se tiene un contrato de Banca de Inversión con el consorcio Flemings-Corfinsura. Uno de los aspectos fundamentales de esta transacción es la escisión del Centro Nacional de Despacho de ISA, de manera que exista un agente independiente que controle la operación del sistema como un todo. En principio, este nuevo agente será una empresa con capital público.

Cabe anotar que el Gobierno Nacional adelanta los respectivos estudios, con el fin de fijar criterios sobre la separación o escisión del Sistema de Intercambios Comerciales y el Centro Nacional de Despacho de ISA, con el fin de mantener en manos del Estado funciones vitales para el despacho y administración del mercado, por lo siguiente:

1. En una bolsa con despacho centralizado, con tarifas reguladas para la transmisión de energía, el mercado, o quienes pagan la tarifa de transmisión, ha comprado todos los derechos de uso del sistema de transmisión y ceden al CND la potestad de administrarlos, de acuerdo con los criterios de operación que el mismo sistema ha adoptado. Por lo tanto, el CND se convierte en un comprador monopólico del servicio de transporte.
2. En ese orden de ideas, mantener el CND-MEM dentro de cualquier agente transportador no brinda la suficiente transparencia que requiere el mercado
3. Los dueños de los bienes se vuelven inversionistas, pero con el derecho de velar por su operación física.

- Proceso ISAGÉN, empresa de generación con un total de 1,608 MW instalados de generación, que representan el 13,2% del total de la capacidad instalada del país. El proceso consiste en la venta del 76% de las acciones de la Nación en la empresa a operadores estratégicos. Se prevé que culmine en el último trimestre de este año, para lo cual se tiene un contrato de Banca de Inversión con el consorcio Inverlink-First Boston.
- Proceso de las 14 distribuidoras del interior, que comprende las empresas de distribución de los departamentos de Boyacá, Huila, Quindío, Tolima, Caquetá, Cundinamarca, Meta, Caldas, Cauca, Nariño, Chocó, Santander, Norte de Santander y Antioquia. El proceso consiste en la capitalización de estas empresas y la transferencia del control de las mismas a operadores estratégicos. Se prevé que culmine en el primer trimestre del año 2000, para lo cual se tiene un contrato de Banca de Inversión con la firma Rothschild. Uno de los aspectos críticos de este proceso será la agrupación de las 14 empresas en un número menor, de manera que se generen mercados más sólidos y equilibrados, en términos de contribuciones y subsidios. (El análisis del riesgo del sector eléctrico por la morosidad en la cartera del SIC, por empresas como estas, se presenta en gran detalle en la sección C.)

Otros proyectos

Uso eficiente de energía

Con relación al uso eficiente de energía, desde de la década de los 80's las empresas de energía del país, y en particular las del sector eléctrico han desarrollado algunas acciones, la mayoría en respuesta a situaciones de orden coyuntural tales como la presencia de fenómenos climáticos o condiciones de crisis en el abastecimiento de energía, que no han permitido obtener resultados exitosos y sostenibles en esta materia

El concepto de uso eficiente de energía adquiere una nueva dimensión en el nuevo contexto de mercado, en donde se requiere establecer adecuadamente el papel de los diferentes agentes que participan en el negocio. La eficiencia energética es una condición básica para el mejoramiento de la calidad de vida y de la productividad y competitividad en los diferentes sectores de la economía.

Una de las estrategias fundamentales en el nuevo contexto es *la creación y fomento de un mercado* de uso eficiente de energía. Es allí donde el papel de los comercializadores puros justifica en gran medida su razón de ser. Así mismo, es fundamental la promoción y fortalecimiento de empresas de servicios energéticos de capital simple y capital social, que puedan ofrecer soluciones integrales desde el punto de vista técnico y financiero para el desarrollo de proyectos de uso eficiente de energía en los diversos sectores.

La normalización, la certificación y la rotulación de equipos de uso final son elementos básicos para el funcionamiento del mercado de uso eficiente. Por ello, la implementación de normas de carácter obligatorio, en las que se establezcan los mínimos

valores de eficiencia o máximos valores de consumo de energía por unidad de servicio prestado, pretende ubicar estratégicamente en el mercado este tipo de tecnologías y orientar la preferencia de los usuarios.

Otras acciones que contribuyen a estructurar al mercado son:

- Diseñar e implementar sistemas financieros eficaces.
- Fortalecer y difundir incentivos.
- Difundir nuevas tecnologías.
- Diseñar e implementar políticas sostenibles que permitan la evaluación de sus impactos. Esto se orienta a garantizar el adecuado y oportuno logro del desarrollo de la cultura y apertura del mercado en eficiencia energética. Para tal efecto se debe considerar: la política de precios y tarifas, las normas de eficiencia energética y las normas ambientales.

Se debe resaltar que actualmente existen en el país incentivos fiscales, financieros y garantías que el gobierno ha establecido a través del Estatuto Tributario como alternativa para involucrar las actividades ambientales en los procesos productivos y el fortalecimiento de las actividades de innovación, ciencia y tecnología en la empresa.

Una segunda estrategia involucra el desarrollo de una **cultura ciudadana** como una acción a largo plazo, que tiene como propósito fundamental forjar una actitud de compromiso con la sociedad, su entorno y el planeta. El desarrollo de una estrategia de este tipo debe traducirse en la eliminación del desperdicio de energía, la preferencia de equipos de uso final energéticamente eficientes y la adecuada selección del energético de acuerdo con su uso final. Para el logro de este objetivo se requiere el desarrollo de actividades complementarias como:

- Incorporación de una cátedra específica en el sistema de Educación formal.
- Capacitación específica permanente en el sector productivo.
- Sistemas de información sobre beneficios, rentabilidades y tecnologías.
- Promoción y Publicidad permanente.
- Investigación científica y desarrollo tecnológico.

Escenarios energéticos de largo plazo

Con el fin de contar con una visión de largo plazo para el sector energético, que tenga en cuenta los posibles cursos futuros del país y del mundo, la UPME ha iniciado un proyecto de análisis, con un amplio consenso de representantes de gremios, academias, autoridades nacionales y regionales y representantes de comunidades, acerca de los escenarios para el desarrollo energético nacional.

El proyecto identificará aspectos esenciales relacionados con el desarrollo sostenible del sector energético, desde los puntos de vista económico, social y ambiental. Con él se crearán las bases para definir una serie de estrategias que permitan adecuar la evolución y la adaptación futuras del sector energético nacional. Se dará una especial importancia a la evolución internacional en este campo y a las repercusiones que ella podría tener para nuestro país.

Dentro del proyecto se programaron tres talleres, uno, en el pasado mes de junio y los otros dos, en los meses de agosto y octubre de 1999. En el primero se identificaron asuntos importantes para el país y el sector energético. El segundo taller será un filtro de los resultados del primero y en él se definirán las eventuales tendencias que pueda seguir tanto el país como el sector. En el último taller se escogerán los resultados de los anteriores y se conformará una propuesta de escenarios factibles para el desarrollo energético hacia el año 2020.

De estos talleres surgirá un documento que se publicará y difundirá en el país a comienzos del próximo año. Este proceso cuenta con un mecanismo de validación de sus resultados, a través de un comité de expertos de la más alta trayectoria en el sector energético nacional.

Sistema de información minero energética de Colombia

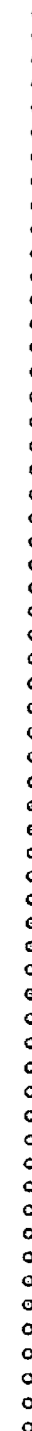
Se diseñará y pondrá en marcha un Sistema de informaciones que cubra el más amplio espectro posible, en relación con la recolección, procesamiento, administra-

ción, transmisión y consulta de las informaciones mineras y energéticas que son requeridas por la UPME, el sector energético nacional y otros tipos de usuarios.

En las instituciones públicas y privadas del sector, se constata una proliferación de bases de datos y sistemas de información, que se encuentran en diversos estados de desarrollo. En razón de esa misma diversidad, pero también por no existir un enlace sistemático entre todos ellos, no se puede garantizar un flujo continuo, único y confiable de datos hacia las actividades de planeación, gestión, elaboración de estudios, etcétera

En los próximos dos meses se procederá a elaborar un diseño conceptual del sistema, para lo cual se están identificando todas las bases de datos, informatizadas o no, tanto sistematizadas como no sistematizadas. Como lineamiento general, el Sistema de informaciones que se trata de construir tomará todo aquello que esté en funcionamiento a partir de cada uno de los instrumentos previos y buscará resolver los problemas pendientes en los mismos y proporcionará al usuario poderosas herramientas de consulta, incluida la de inteligencia económica.

Anexo legal



DECRETO 1141 DE 1999

- Por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía -

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de la facultad permanente de que trata el Artículo 189, Numeral 16, de la Constitución Política, y con sujeción a los principios y reglas consagradas en el artículo 54 de la Ley 489 de 1998,

DECRETA:

CAPÍTULO I

SECTOR MINAS Y ENERGÍA

ARTÍCULO 1º. - INTEGRACIÓN DEL SECTOR ADMINISTRATIVO DE MINAS Y ENERGÍA. El Sector Administrativo de Minas y Energía está integrado por el Ministerio de Minas y Energía, que tendrá a cargo la orientación del ejercicio de las funciones asignadas a las entidades adscritas y vinculadas, sin perjuicio de las potestades de decisión que les correspondan, así como de su participación en la formulación de la política, en la elaboración de los programas sectoriales y en la ejecución de los mismos:

181

ENTIDADES ADSCRITAS:

Unidades Administrativas Especiales

1. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME
2. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG

Establecimientos Públicos

1. Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química – INGEOMINAS.
2. Instituto de Investigación y Promoción de Soluciones Energéticas –IPSE.
3. Las demás entidades que se adscriban al Ministerio de Minas y Energía.

ENTIDADES VINCULADAS:

1. Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL
2. Empresa Colombiana de Gas – ECOGAS
3. Empresa Nacional Minera Ltda. – MINERCOL
4. Interconexión Eléctrica S.A. – ISA
5. Isagen S.A. E.S.P.
6. Empresa Multipropósito Urrá S.A. E.S.P
7. Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica – CORELCA S.A. E.S.P.-
8. Carbones de Colombia S.A. – CARBOCOL
9. Cerrejón Zona Norte S.A.

Las demás empresas que de acuerdo con sus estatutos se encuentren vinculadas o se vinculen al Ministerio de Minas y Energía.

CAPÍTULO II

OBJETO, FUNCIONES GENERALES Y ORGANIZACIÓN INTERNA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

ARTÍCULO 2º.- OBJETIVOS. El Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivos primordiales la formulación y adopción de las políticas, planes generales, programas y proyectos del Sector Administrativo de Minas y Energía.

ARTÍCULO 3º.- FUNCIONES. El Ministerio de Minas y Energía tendrá, además de las funciones que determina el artículo 59 de la Ley 489 de 1998, las siguientes funciones generales:

1. Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales.
2. Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de hidrocarburos.
3. Adoptar la política nacional en materia de expansión del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectables.
4. Adoptar la política nacional en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternativas de energía.
5. En general, adoptar la política nacional sobre todas las actividades 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, en concordancia con los planes generales de desarrollo.
6. Fijar la política en materia de energía nuclear y manejo de materiales radiactivos.
7. Estudiar y adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión elaborados por la Unidad de Planeación Minero Energética y revisados por el respectivo Consejo Consultivo, y fijar los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución. Los planes de generación e interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar los esfuerzos del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional;
8. Formular y adoptar los planes de desarrollo del sector minero energético del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional. En ejercicio de esta función deberán identificarse las necesidades del sector minero energético y los planes generales deberán estar orientados a satisfacer esta demanda;

Para el efecto, el Ministerio podrá adelantar, directamente o en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones de cualquier orden, que se relacionen con las actividades propias del sector;

9. Dictar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, y las normas técnicas relativas a los servicios públicos de electricidad y gas, en los términos previstos en la Ley 142 de 1994;
10. Divulgar las políticas, planes y programas del sector. En desarrollo de esta función el Ministerio podrá, directamente o a través de sus entidades descentralizadas, realizar campañas informativas y publicitarias y, en general, emplear todos los medios de comunicación que sean necesarios para la consecución de este fin;
11. Constituir de conformidad con la legislación vigente, reservas mineras especiales con fines de investigación sobre cualquier área del dominio continental o insular de la República, de las aguas territoriales o de la plataforma submarina y aportarlas a sus organismos descentralizados o a entidades financieras oficiales, cuyas funciones tengan relación con la exploración y explotación minera;
12. Estudiar y señalar zonas restringidas para las actividades mineras, previa declaración de reserva ecológica por las autoridades competentes, o de uso exclusivamente agrícola o ganadero por el Ministerio de Agricultura, para lo cual deberá tener como criterio principal el desarrollo sostenible;
13. Velar por el cumplimiento de las normas sobre protección, conservación y preservación de los recursos naturales y del ambiente, en los planes y programas desarrollados por el sector minero – energético.
14. Aprobar los planes, programas y proyectos de expansión e inversión para la exportación de carbón y minerales radiactivos y energéticos y sus metas de producción y exportación;
15. Aprobar los planes y programas de construcción de carboconductos troncales y plantas carboquímicas, de generación térmica y sustitución de combustibles líquidos por sólidos y los proyectos de gasificación y licuefacción de carbón;

184

16. Sin perjuicio de la competencia jurisdiccional, proponer fórmulas de solución a los conflictos que puedan presentarse entre en las empresas del sector de minas y energía, con excepción de las facultades otorgadas en esta materia a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, por las Leyes 142 y 143 de 1994;
17. En forma privativa, planificar, asignar en cuanto sea necesario, y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, privadas y/o mixtas;
18. Elaborar máximo cada cinco (5) años un plan de expansión de la cobertura del servicio público de gas combustible, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse. Este plan deberá incluir la expansión del sistema de transporte por redes;
19. Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, privadas y/o mixtas, las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos, y de redes para otros servicios públicos que surjan por el desarrollo tecnológico y que requieran redes de interconexión, según concepto previo del Consejo Nacional de Política Económica y Social;
20. Cuando la Nación lo considere necesario, y se trate de organizar el transporte, la distribución, el mantenimiento y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos domiciliarios regulados por la Ley 142 de 1994, podrá directamente o a través de contratos con terceros, organizar licitaciones a las que pueda presentarse cualquier empresa pública o privada, nacional o extranjera;

La Comisión de Regulación de Energía y Gas señalará por vía general, las condiciones de plazo, precio y participación de usuarios y terceros que deben llenar tales contratos para facilitar la competencia y proteger a los usuarios.

21. Apoyar a las áreas técnica, administrativa y de desempeño financiero, de las empresas oficiales nacionales que presten los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, así como a los municipios que asuman directamente la prestación del servicio de distribución domiciliaria de electricidad; a

185

- las empresas organizadas con participación mayoritaria de la Nación o de los departamentos, y a las empresas cuyo capital pertenezca mayoritariamente a una o varias cooperativas o empresas asociativas de naturaleza cooperativa, que tengan a su cargo la prestación de los mismos servicios públicos domiciliarios;
22. Celebrar los contratos especiales para la gestión de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, con sujeción a lo previsto en el Título II, Capítulo II, de la Ley 142 de 1994, en cuanto dicha competencia no esté asignada a otra autoridad;
 23. Establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación de los servicios públicos de distribución domiciliaria de energía eléctrica y de gas combustible por red, y celebrar los contratos con los proponentes que seleccione para prestar los servicios en tales áreas, de conformidad con señalado en la Ley 142 de 1994;
 24. Suscribir los contratos de concesión de generación, transmisión e interconexión de electricidad, cuando se requiera su celebración de acuerdo con lo previsto en los artículos 55 y siguientes de la Ley 143 de 1994 y los de áreas de servicio exclusivo para distribución, cuando se suscriban con fundamento en lo dispuesto en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994. Esta función puede ser delegada al Instituto de Investigación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE;
 25. Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras y equipos, así como los procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos de los sectores de energía eléctrica y de gas combustible, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia;
 26. Identificar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios de menores ingresos de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible; solicitar a las autoridades competentes el otorgamiento de los recursos presupuestales indispensables para atender su pago, y velar por la correcta utilización de los recursos destinados al cumplimiento de dicha finalidad de conformidad con las normas legales vigentes;

27. Recoger información sobre las nuevas tecnologías y sistemas de administración de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, y de sus actividades complementarias, y divulgarla entre las empresas de servicios públicos, directamente o en colaboración con otras entidades públicas o privadas;
28. Administrar el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos de la Nación (Ministerio de Minas y Energía) para lo cual podrá celebrar todos los actos indispensables para cumplir con el objetivo de dicho Fondo;
29. Adoptar los reglamentos relacionados con las actividades propias de la prestación del servicio público de electricidad, a que deberán sujetarse los titulares de los contratos de concesión, sin perjuicio de las facultades otorgadas en esta materia a otras autoridades.
30. Las demás que le asigne la Ley.

CAPÍTULO III

ESTRUCTURA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

ARTÍCULO 4º. - ESTRUCTURA. La Estructura del Ministerio de Minas y Energía será la siguiente:

1. Despacho del Ministro
 - 1.1. Oficina Asesora Jurídica
2. Despacho del Viceministro
 - 2.1. Oficina de Control Interno
 - 2.2. Dirección de Minas
 - 2.3. Dirección de Energía
 - 2.4. Dirección de Hidrocarburos
3. Secretaría General.

ÓRGANOS DE ASESORÍA Y COORDINACIÓN

1. Comisión de Personal
2. Comité de Coordinación de Control Interno

CAPÍTULO IV

FUNCIONES

ARTÍCULO 5º.- DESPACHO DEL MINISTRO. El Ministro cumplirá además de las funciones previstas en la Constitución Política, en ley 489 de 1998, Artículo 61 y en las demás disposiciones legales, las siguientes:

1. Formular la política nacional en materia de minas, energía eléctrica, energía nuclear, hidrocarburos y manejo de materiales radiactivos;
2. Orientar, coordinar y controlar las entidades adscritas y vinculadas a su sector, conforme a las leyes y a los respectivos estatutos;
3. Adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión elaborados por la Unidad de Planeación Minero Energética y revisados por el respectivo Consejo Consultivo de conformidad con la Ley 143 de 1994.
4. Adoptar los planes de expansión de la cobertura de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, en los que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse. Estos planes deberán incluir la expansión del sistema de transporte por redes;
5. Aprobar los planes, programas y proyectos de desarrollo del sector minero energético del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional. En ejercicio de esta función deberán identificarse las necesidades del sector minero energético;

6. Dictar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, y las normas técnicas relativas a los servicios públicos de electricidad y gas, en los términos previstos en la Ley 142 de 1994;
7. Celebrar los contratos de fiducia mercantil para el manejo y administración de los recursos presupuestales de la Comisión de Regulación de Energía y Gas;
8. Dirigir la planificación y asignación en cuanto sea necesario, y el gestionamiento del uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, privadas y/o mixtas;
9. Celebrar los contratos especiales para la gestión de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, con sujeción a lo previsto en el Título II, Capítulo II, de la Ley 142 de 1994, en cuanto dicha competencia no esté asignada a otra autoridad.
10. Establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación de los servicios públicos de distribución domiciliaria de energía eléctrica y de gas combustible por red, y celebrar los contratos con los proponentes que seleccione para prestar los servicios en tales áreas, de conformidad con lo señalado en la Ley 142 de 1994;
11. Suscribir los contratos de concesión de generación, transmisión e interconexión de electricidad, cuando se requiera su celebración de acuerdo con lo previsto en los artículos 55 y siguientes de la Ley 143 de 1994 y los de áreas de servicio exclusivo para distribución, cuando se suscriban con fundamento en lo dispuesto en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994. Esta función puede ser delegada al Instituto de Investigación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE;
12. Expedir las resoluciones de expropiación;
13. Aprobar los contratos que celebren las entidades descentralizadas adscritas o vinculadas al Ministerio, cuyo objeto sea la exploración y explotación de yacimientos minerales en proyectos de gran minería de propiedad de la Estado, o de

hidrocarburos de propiedad del Estado, de conformidad con las normas legales vigentes;

14. Autorizar en forma global los proyectos de inversión de capitales extranjeros en los proyectos de exploración, explotación, beneficio y transformación de minerales, así como de los capitales extranjeros destinados a la exploración, explotación, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos, de conformidad con las normas sobre la materia;
15. Constituir, de conformidad con la legislación vigente, reservas mineras especiales con fines de investigación sobre cualquier área minera del dominio continental o insular de la República, de las aguas territoriales o de la plataforma submarina y aportarlas a sus organismos descentralizados o a entidades financieras oficiales, cuyas funciones tengan relación con la exploración y explotación minera;
16. Fijar los precios de exportación del carbón, de los minerales radiactivos energéticos y de los demás minerales, y del petróleo crudo, para efectos fiscales y cambiarios;
17. Fijar los precios de los diferentes minerales e hidrocarburos para efectos de la liquidación de las regalías;
18. Fijar los volúmenes de producción de petróleo que los explotadores deben vender para la refinación interna, lo mismo que la consecuente obligación de reintegro de divisas, cuando la producción no logre venderse para su refinación en el país;
19. Fijar el precio al cual deban venderse el petróleo crudo destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y del gas combustible que se utilice efectivamente como materia prima de procesos industriales petroquímicos;
20. Determinar la parte pagadera en moneda extranjera del petróleo que se procese o utilice en el país;
21. Fijar los precios de los productos derivados del petróleo a lo largo de toda la cadena de producción y distribución, con excepción del Gas Licuado del Petróleo;

190

22. Señalar los criterios técnicos y directrices generales a los cuales debe ajustarse la exploración y explotación del área objeto del aporte previamente a la expedición del acto de otorgamiento de un aporte, y otorgar y cancelar los aportes mineros;
23. Identificar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios de menores ingresos y solicitar a las autoridades competentes el otorgamiento de los recursos presupuestales indispensables para atender su pago;
24. Adoptar los reglamentos relacionados con las actividades propias de la prestación del servicio público de electricidad, a que deberán sujetarse los titulares de los contratos de concesión, sin perjuicio de las facultades otorgadas en esta materia a otras autoridades;
25. Dirigir y coordinar lo relacionado con el control interno disciplinario del Ministerio;
26. Dirigir y coordinar lo relacionado con la imagen institucional y del sector de las actividades de comunicación y divulgación;
27. Crear y organizar con carácter permanente o transitorio grupos internos de trabajo, con el fin de atender las necesidades del servicio y cumplir con eficacia y eficiencia los objetivos, políticas y programas del Ministerio;
28. Distribuir los cargos de planta de personal global de acuerdo con la organización interna y las necesidades de la organización y los planes y programas trazados por el Ministerio;
29. Aprobar los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de conservación de yacimientos;
30. Velar por el cumplimiento de las normas sobre protección, preservación y conservación de los recursos naturales y ambientales en los planes y programas desarrollados por el sector minero – energético.
31. Las demás funciones que le asigne la Ley, y el Presidente de la República, en relación con su sector administrativo.

191

PARÁGRAFO.- El Ministro de Minas y Energía podrá delegar sus funciones en las distintas dependencias del Ministerio, de conformidad con la Ley.

También podrá delegar las funciones que le son propias de conformidad con la Constitución Política y la Ley, en sus entidades descentralizadas, en las entidades territoriales y, en general, en cualquier otra autoridad cuando para su adecuado desempeño se requiera de los recursos físicos y humanos de tales entidades o autoridades.

ARTÍCULO 6º. - OFICINA JURÍDICA. La Oficina Jurídica tendrá las siguientes funciones:

1. Conceptuar sobre los asuntos que en materia jurídica le sometan las distintas dependencias del Ministerio, las entidades públicas de la Nación y los particulares sobre temas relacionados con el sector minero energético;
2. Asesorar al Ministro y a las demás dependencias de la entidad en la interpretación de las normas constitucionales y legales y en los asuntos de carácter jurídico del Ministerio;
3. Resolver las consultas jurídicas y derechos de petición formulados por los organismos públicos y privados, así como los usuarios y particulares, de conformidad con las normas que rigen los servicios y funciones de la Institución;
4. Representar jurídicamente a la entidad en los procesos que se instauren en su contra o que esta promueva;
5. Elaborar y presentar al Ministro proyectos e iniciativas legales relacionados con la misión institucional;
6. Elaborar, estudiar y conceptuar sobre los proyectos de ley, decretos, contratos, convenios y demás actos administrativos que deba expedir o proponer la entidad y sean sometidos a su consideración;
7. Recopilar las normas legales, los conceptos, la jurisprudencia y la doctrina relacionados con la actividad del Ministerio y velar por su difusión y actualización;

8. Coordinar el desarrollo de las investigaciones que en el campo jurídico requiera la entidad;
9. Determinar los asuntos legales relacionados con la exploración, comercialización, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos que deba tramitar el Ministerio;
10. Proyectar las resoluciones de otorgamiento de aportes mineros, así como las resoluciones de aprobación de contratos de gran minería celebrados por las empresas industriales y comerciales del Estado vinculadas al Ministerio de Minas y Energía;
11. Correr traslado a los interesados de los informes rendidos por funcionarios del Ministerio, respecto de las visitas que en ejercicio de la función de vigilancia se efectúen a las áreas objeto de aporte y contratos de gran minería celebrados por las empresas industriales y comerciales del Estado vinculadas al Ministerio de Minas y Energía;
12. Proyectar las resoluciones por medio de las cuales se pongan en conocimiento las causales de cancelación de los aportes mineros, y las resoluciones por las cuales se cancelan los aportes mineros;
13. Proyectar las resoluciones por medio de las cuales se decreten expropiaciones en materia minera;
14. Proyectar las resoluciones por las cuales se establezcan zonas de reserva minera;
15. Notificar a los interesados los actos administrativos que en materia de minas profiera el Ministerio de Minas y Energía;
16. Desempeñar las funciones que le sean delegadas por el Ministro y las que le señale las normas legales.

ARTÍCULO 7º. - DESPACHO DEL VICEMINISTRO. El Viceministro cumplirá las funciones previstas por la Ley la Ley 489 de 1998, artículo 62, las que el Ministro le delegue y las demás que le sean asignadas por la ley.

ARTÍCULO 8º. - OFICINA DE CONTROL INTERNO. La Oficina de Control Interno tendrá las siguientes funciones:

1. Asesorar y apoyar al Ministro y al Viceministro en la definición de las políticas referidas al diseño e implantación de los sistemas de control que contribuyan a incrementar la eficiencia y eficacia en las diferentes áreas de la entidad, así como la de garantizar la calidad en la prestación de los servicios de la institución;
2. Diseñar y establecer, en coordinación con las diferentes dependencias de la institución, los criterios, métodos, procedimiento e indicadores de eficiencia y productividad para evaluar la gestión y proponer las medidas preventivas y/o correctivas del caso;
3. Coordinar, implementar y fomentar sistemas de control de gestión administrativa, financiera y de resultados institucionales;
4. Realizar evaluaciones periódicas sobre la ejecución del plan de acción, del cumplimiento de las actividades propias de cada dependencia y proponer las medidas preventivas y correctivas necesarias;
5. Verificar el cumplimiento de los requisitos administrativos y financieros de acuerdo con los procedimientos y control fiscal establecidos para el movimiento de fondos, valores y bienes de la entidad;
6. Velar por la correcta ejecución de las operaciones, convenios y contratos de la entidad y vigilar como se invierten los fondos públicos e informar al Viceministro, cuando se presenten irregularidades en el manejo de los mismos;
7. Vigilar que la atención que preste la entidad sea de conformidad con las normas legales vigentes y velar porque a las quejas y reclamos recibidos por los ciudadanos en relación con la misión de la institución, se les preste atención oportuna y eficiente, y rendir a la administración del organismo un informe semestral sobre el particular;
8. Diseñar e implementar el sistema de auditoría de sistemas de la entidad, estableciendo normas, metas y objetivos y efectuar el análisis de los resultados para la toma de acciones preventivas y/o correctivas;

194

9. Dirigir y coordinar el desarrollo de las actividades que busquen la máxima eficiencia en el cumplimiento de los trámites administrativos y en el desarrollo de las labores de cada dependencia;
10. Las demás inherentes a su naturaleza y las que le sean asignadas por las normas legales.

ARTÍCULO 9º.- DIRECCIÓN DE MINAS. La Dirección de Minas cumplirá, además de las funciones previstas en el Artículo 64 de la Ley 489 de 1998, y demás disposiciones legales, las siguientes:

1. Asesorar al Ministro y al Viceministro en la formulación de la política del subsector de minas;
2. Promover y coordinar estudios y proyectos en materia de minas, con el objeto de lograr la ejecución de la política diseñada para el subsector de minas;
3. Vigilar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los aportes y de los contratos de gran minería de exploración y de explotación que se suscriban en desarrollo de los mismos. Para tal efecto podrá de conformidad con las normas vigentes, imponer sanciones y tomar todas las medidas necesarias para lograr que la exploración y explotación de dichos yacimientos se realice de conformidad con la ley;
4. Promover las acciones encaminadas a la normalización técnica del subsector minas en coordinación con las demás autoridades competentes, con el fin de que se ajusten a la política nacional adoptada por el Ministerio;
5. Realizar los estudios necesarios para aprobar los contratos que celebren las entidades descentralizadas adscritas o vinculadas al Ministerio, cuyo objeto sea la exploración y explotación de yacimientos minerales en proyectos de gran minería de propiedad de la Nación, de conformidad con las normas legales vigentes;
6. Efectuar los estudios técnicos tendientes a señalar zonas restringidas para las actividades mineras, previa declaración de reserva ecológica por las autoridades competentes, o de uso exclusivamente agrícola o ganadero por el Ministerio de Agricultura, para lo cual deberá tener como criterio principal el desarrollo sostenible;

195

7. Efectuar los estudios técnicos para la aprobación de los planes, programas y proyectos de expansión e inversión para la exportación de carbón y minerales radiactivos y energéticos y sus metas de producción y exportación;
8. Efectuar los estudios técnicos para la aprobación de los planes y programas de construcción de carboconductos troncales y plantas carboquímicas, y sustitución de combustibles líquidos por sólidos y los proyectos de gasificación y licuefacción del carbón;
9. Asesorar al Ministro en la fijación de los precios de exportación del carbón y de los minerales radiactivos energéticos y de los demás minerales, para efectos fiscales y cambiarios;
10. Asesorar al Ministro para la fijación los precios de los diferentes minerales para efectos de la liquidación de las regalías;
11. Efectuar los estudios de ingeniería previos a la expedición del acto de otorgamiento y cancelación de un aporte, para establecer los criterios técnicos y directrices generales a los cuales debe ajustarse la exploración y explotación del área objeto del aporte
12. Asesorar al Ministro para proponer fórmulas de solución de los conflictos que puedan presentarse entre las empresas del sector;
13. Desarrollar los programas del sector minero que en virtud de convenios celebre el Ministerio de Minas y Energía con entidades públicas y privadas, nacionales o extranjeras;
14. Asesorar a las demás dependencias del Ministerio y a otras entidades en los asuntos relacionados con el subsector de minas;
15. Efectuar los estudios de ingeniería relacionados con la localización de las áreas objetos de aportes, contratos de gran minería que celebren las entidades descentralizadas, adscritas o vinculadas al Ministerio y subcontratos de exploración y explotación que se suscriban en desarrollo de aportes;
16. Estudiar y conceptuar de conformidad con la legislación vigente, sobre constitución de reservas mineras especiales con fines de investigación sobre cualquier

área del dominio continental o insular de la república, de las aguas territoriales o de la plataforma submarina y sobre su aporte a los organismos descentralizados del Ministerio o a entidades financieras oficiales, cuyas funciones tengan relación con la exploración y explotación minera;

17. Efectuar los estudios de ingeniería sobre las solicitudes de expropiación de conformidad con la legislación vigente.
18. Coordinar las consultas previas que deban adelantarse con los grupos étnicos cuando los proyectos en el subsector de minas se pretendan desarrollar en áreas donde se encuentren ubicadas comunidades negras o indígenas;
19. Emitir concepto técnico - económico de tipo presupuestal de las entidades adscritas y vinculadas del subsector de minas, que requieran dicho concepto por disposición del Estatuto Orgánico del Presupuesto y demás normas reglamentarias que así lo establezcan;
20. Las demás funciones inherentes a su naturaleza y las que le sean asignadas por las normas legales.

ARTÍCULO 10º.- DIRECCIÓN DE ENERGÍA. La Dirección de Energía cumplirá, además de las funciones previstas en el Artículo 64 de la Ley 489 de 1998, y demás disposiciones legales, las siguientes:

1. Asistir y asesorar al Ministro en la formulación de la política del subsector de Energía;
2. Asesorar al Ministro y al Viceministro en el estudio y adopción de los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión, y fijar los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución, elaborados por la Unidad de Planeación Minero Energética y revisados por el respectivo Consejo Consultivo;
3. Coordinar y promover las actividades del subsector de energía eléctrica con el fin de garantizar el cumplimiento de los planes de desarrollo del sector;

4. Elaborar y proponer al Ministro los reglamentos relacionados con las actividades propias de la prestación del servicio público de electricidad, a que deberán sujetarse los titulares de los contratos de concesión, sin perjuicio de las facultades otorgadas en esta materia a otras autoridades.
5. Emitir concepto técnico - económico de tipo presupuestal de las entidades adscritas y vinculadas del subsector de energía eléctrica, que requieran dicho concepto por disposición del Estatuto Orgánico del Presupuesto y demás normas reglamentarias que así lo establezcan;
6. Realizar los trámites necesarios para la celebración de los contratos de concesión relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión de electricidad entre regiones, conforme a la Ley 143 de 1994.
7. Conceptuar sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos del subsector de energía eléctrica, que se presenten para consideración de la Comisión Nacional de Regalías.
8. Dirigir y coordinar los estudios de preinversión asociados con proyectos de generación de electricidad que adelante la Nación de acuerdo con las prioridades establecidas en el Plan de Expansión de Generación.
9. Coordinar y hacer el seguimiento de las actividades que desarrolle el subsector de energía eléctrica en cuanto la competencia no esté asignada expresamente a otra autoridad.
10. Promover la realización de las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, por intermedio de personas jurídicas públicas, privadas y/o mixtas.
11. Asesorar al Ministro en el establecimiento de áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de electricidad, y la celebración de los respectivos contratos con los proponentes seleccionados para la prestación del servicio en dichas áreas.

12. Realizar los estudios necesarios para la determinación del monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios de menores ingresos de los servicios públicos domiciliarios de electricidad y gas natural.
13. Promover la masificación del servicio de distribución domiciliaria de electricidad.
14. Exigir que las empresas oficiales de servicios públicos de energía eléctrica, en las cuales la Nación tenga participación, tengan una administración profesional, teniendo en cuenta las necesidades de desarrollo del servicio en el mediano y largo plazo, y fijar los criterios de administración y de eficiencia específicos que deben buscar en tales empresas las personas que representen sus derechos en ellas, en concordancia con los criterios generales que fije la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
15. Elaborar y someter a consideración del Ministro la regulación a nivel nacional de todas las operaciones concernientes a las actividades nucleares, de conformidad con las disposiciones existentes sobre la materia.
16. Elaborar y someter a consideración del Ministro los reglamentos para el uso, aplicación, comercialización y transporte de materiales radiactivos.
17. Revisar, evaluar y autorizar la documentación y las bases para el diseño, construcción, operación y modificación de instalaciones nucleares.
18. Elaborar y someter a consideración del Ministro la regulación a nivel nacional todas las operaciones concernientes a las actividades nucleares de conformidad con las disposiciones existentes sobre la materia.
19. Coordinar las consultas previas que deban adelantarse con los grupos étnicos cuando los proyectos del subsector de energía se pretendan desarrollar en áreas donde se encuentren ubicadas comunidades negras o indígenas;
20. Las demás inherentes a su naturaleza y las que le sean asignadas por las normas legales.

ARTÍCULO 11º.- DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS. La Dirección de Hidrocarburos cumplirá, además de las funciones previstas en el Artículo 64 de la Ley 489 de 1998, y demás disposiciones legales, las siguientes:

1. Asistir y asesorar al Ministro en la formulación de la política del subsector de Hidrocarburos;
2. Velar por la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, sin perjuicio de las facultades otorgadas en estas materias a las entidades descentralizadas o vinculadas al Ministerio, por normas anteriores;
3. Ejercer una adecuada vigilancia del cumplimiento de las obligaciones y derechos relacionados con las actividades de hidrocarburos. Para el efecto, el Ministerio podrá, de acuerdo con las disposiciones legales que regulen la materia, imponer sanciones y tomar las medidas necesarias para lograr que la exploración y explotación de yacimientos se realice de conformidad con la ley;
4. Emitir concepto técnico - económico de tipo presupuestal de las entidades adscritas y vinculadas del subsector de hidrocarburos, que requieran dicho concepto por disposición del Estatuto Orgánico del Presupuesto y demás normas reglamentarias que así lo establezcan;
5. Tomar las medidas técnicas y económicas indispensables para la conservación de los yacimientos de hidrocarburos de propiedad nacional o particular, para asegurar que la exploración y explotación de los mismos se realice en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral;
6. Asesorar al Ministro en relación con los contratos que celebre la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL, cuyo objeto sea la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos de propiedad de la Nación, de conformidad con la Ley;
7. Establecer los requisitos técnicos de las obras y equipos así como los procedimientos utilizados por las empresas del sector de gas combustible, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese

señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia;

8. Calificar las licencias semestrales e individuales para la importación de bienes de capital y otros elementos destinados a la refinación, transporte y distribución de hidrocarburos;
9. Estudiar y emitir concepto sobre la capacidad económica y técnica de los interesados en adelantar proyectos de construcción de oleoductos de uso público;
10. Aprobar los avisos sobre construcción de refinerías y oleoductos y asesorar al Ministro en la celebración de los contratos de concesión de oleoductos de conformidad con la ley;
11. Promover por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas, la realización de las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes de distribución de gas combustible;
12. Estudiar y conceptuar sobre solicitudes de derechos de importación de equipos de perforación de oleoductos, gasoductos y refinerías, y supervisar las especificaciones y destinación de los materiales así importados;
13. Estudiar y conceptuar desde el punto de vista técnico sobre los proyectos, estudios e informes relacionados con la construcción de refinerías y oleoductos;
14. Estudiar y conceptuar desde el punto de vista técnico sobre los proyectos de inversión de capitales extranjeros destinados a la exploración, explotación, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos, de conformidad con las normas sobre la materia;
15. Estudiar y conceptuar desde el punto de vista técnico sobre los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de conservación de yacimientos;
16. Asesorar al Ministro para la fijación de los volúmenes de producción de petróleo que los explotadores deben vender para la refinación interna, lo mismo que la

consecuente obligación de reintegro de divisas, cuando la producción no logre venderse para su refinación en el país;

17. Asesorar al Ministro para la fijación del precio al cual deban venderse el petróleo crudo destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y del gas combustible que se utilice efectivamente como materia prima de procesos industriales petroquímicos;
18. Asesorar al Ministro para la determinación de la parte pagadera en moneda extranjera del petróleo que se procese o utilice en el país;
19. Asesorar al Ministro para la fijación de los precios de exportación para efectos fiscales y cambiarios del petróleo crudo;
20. Asesorar al Ministro para la fijación de los precios de los productos derivados del petróleo en refinería o en planta y de los distribuidores al por mayor, con excepción del Gas Licuado del Petróleo;
21. Asesorar al Ministro para la fijación de los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de las regalías;
22. Coordinar las consultas previas que deban adelantarse con los grupos étnicos cuando los proyectos del subsector de hidrocarburos se pretendan desarrollar en áreas donde se encuentren ubicadas comunidades negras o indígenas;
23. Las demás inherentes a su naturaleza y las que le sean asignadas por las normas legales.

202

ARTÍCULO 12º. SECRETARÍA GENERAL. La Secretaría General tendrá las siguientes funciones:

1. Asesorar al Ministro en la formulación de políticas, normas y procedimientos para la administración de recursos humanos, físicos, económicos y financieros de la entidad;

2. Coordinar y programar las actividades de administración de personal, seguridad industrial y relaciones laborales del personal, de acuerdo con las políticas de la entidad y las normas legales vigentes establecidas sobre la materia;
3. Dirigir los programas de selección, inducción, capacitación y calidad laboral de los empleados del Ministerio, en coordinación con la Escuela de Alto Gobierno, de conformidad con las normas legales vigentes;
4. Coordinar la realización de estudios sobre planta de personal y mantener actualizado el manual específico de funciones y requisitos del Ministerio;
5. Dirigir la elaboración de manuales de procedimiento, en coordinación con las diferentes dependencias de la entidad con el fin de racionalizar la gestión y los recursos de la institución;
6. Dirigir y controlar los procesos administrativos y financieros de la institución en todos los niveles;
7. Programar en coordinación con la oficina jurídica los procesos de licitación, contratación, adquisición, almacenamiento y custodia de bienes y materiales;
8. Proponer y ejecutar las políticas, planes, programas y demás acciones relacionadas con la gestión financiera y presupuestal de la institución;
9. Elaborar el anteproyecto de presupuesto de funcionamiento y de inversión y el programa anual de caja que deba adoptar el Ministerio;
10. Dirigir la elaboración del plan financiero de fuentes y utilización de recursos de la entidad, efectuar su seguimiento y proponer los correctivos necesarios;
11. Proponer al Ministro los cambios que se consideren pertinentes para mejorar la gestión presupuestal y financiera de la entidad;
12. Coordinar y controlar la adecuada prestación de los servicios generales para el correcto funcionamiento del Ministerio;
13. Controlar los inventarios de elementos devolutivos y de consumo y coordinar la elaboración del programa anual de compras;

203

14. Velar por la debida aplicación del Sistema de Desarrollo Administrativo, relacionado con las políticas, estrategias, metodologías, técnicas y mecanismos de carácter administrativo y organizacional para la gestión y el manejo de los recursos humanos, técnicos, materiales, físicos y financieros del Ministerio orientados a fortalecer la capacidad administrativa y el desempeño institucional, de conformidad con las normas legales vigentes;
15. Coordinar el Comité Sectorial de Desarrollo Administrativo de conformidad con el artículo 19 de la Ley 489 de 1998 y efectuar el seguimiento de los planes de desarrollo administrativo, de las entidades adscritas y vinculadas y presentar el plan de acción respectivo;
16. Coordinar que las quejas y reclamos presentadas por los ciudadanos en relación con la misión de la Institución, sean atendidas de manera oportuna y eficiente;
17. Velar por el buen manejo y seguridad de la información sistematizada en el Ministerio, y promover el desarrollo e implementación de programas sistematizados;
18. Asesorar y apoyar a las diferentes dependencias en técnicas y metodologías para el desarrollo de sistemas computarizados y procesos organizacionales;
19. Preparar el plan operativo y los planes indicativos y de gestión;
20. Coordinar y verificar el debido desarrollo de los convenios internacionales relativos al sector minero energético;
21. Las demás inherentes a su naturaleza y las que le sean asignadas por las normas legales.

ARTÍCULO 13º.- ÓRGANOS DE ASESORÍA Y COORDINACIÓN. La composición y funciones de la Comisión de Personal y del Comité de Coordinación de Control Interno se regirán por las disposiciones vigentes.

El Ministro podrá conformar mediante acto administrativo, los órganos de asesoría y coordinación que considere necesarios.

CAPÍTULO V

DISPOSICIONES VARIAS

ARTÍCULO 14º.- ADOPCIÓN DE LA NUEVA PLANTA DE PERSONAL. De conformidad con la reestructuración ordenada por el presente Decreto, el Gobierno Nacional procederá a adoptar la nueva Planta de Personal a más tardar el 31 de marzo del año 2000.

ARTÍCULO 15º.- ATRIBUCIONES DE LOS FUNCIONARIOS DE LA PLANTA ACTUAL. Los funcionarios de la Planta de Personal actual del Ministerio de Minas y Energía continuarán ejerciendo las funciones a ellos asignadas, hasta tanto sea adoptada la nueva planta de personal del Ministerio de conformidad con lo dispuesto en el artículo anterior.

ARTÍCULO 16º.- DISPOSICIONES LABORALES. El Gobierno Nacional en el proceso de reestructuración, obrará con estricta sujeción a lo dispuesto en la Ley 443 de 1998 y sus Decretos Reglamentarios, garantizando los derechos de los servidores públicos.

ARTÍCULO 17º.- VIGENCIA. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, en especial los decretos 2119 de 1992, 10 y 27 de 1995, 1674 de 1997 y la Ley 41 de 1946.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Santa Fe de Bogotá D. C., a los

EL MINISTRO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO,
JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA,
LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO

EL DIRECTOR DEL DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO DE LA FUNCION PUBLICA,
MAURICIO ZULUAGA RUIZ

DECRETO 1163 DE 1999

Por el cual se modifica la estructura del patrimonio de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL – y se dictan otras disposiciones -

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de las facultades extraordinarias de reestructuración que le confiere el del Artículo 120 de la Ley 489 de 1998, y

CONSIDERANDO:

Que por disposición de la Constitución Política el Estado es propietario de los recursos naturales que se encuentren en el suelo y en el subsuelo del territorio nacional.

Que los estatutos de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL y las leyes que anteceden su creación, establecen como finalidad, objetivo y función de la empresa, la administración con criterio competitivo de las reservas de hidrocarburos de propiedad del Estado.

Que en virtud de la finalidad mencionada y la función que le ha sido asignada por ley a ECOPETROL, la empresa ha desarrollado actividades industriales y comerciales con el fin de explotar las reservas de hidrocarburos de propiedad del Estado que le han sido entregadas en administración.

Que no obstante la función de administración que ejerce ECOPETROL en relación con las reservas de hidrocarburos del Estado, se han destinado parte de los recursos provenientes de la explotación de las reservas a la capitalización de ECOPETROL mediante la entrega de aportes en especie, representados en reservas extraídas de crudo y gas.

Que los aportes en especie y las capitalizaciones que se han realizado no han sido contabilizadas en los estados financieros de ECOPETROL ni en el balance de la Nación – Ministerio de Minas y Energía, lo que ha dificultado la evaluación de la gestión y de los resultados que genera en ejercicio de su función de administrador de las reservas del Estado.

Que, en concordancia con lo anterior se procede a modificar y reestructurar el patrimonio de ECOPETROL y el tratamiento contable utilizado para la contabilización de los resultados de la explotación de las reservas de hidrocarburos del Estado.

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- Adiciónase el artículo 20 del Decreto 1209 de 1994 con un ordinal g). El ordinal g) del artículo 20 del Decreto 1209 de 1994 quedará así:

“g) Como aporte del Estado con el valor de las reservas de hidrocarburos que sean extraídas por ECOPETROL, en forma directa o en asociación con terceros, con excepción de las reservas provenientes de las concesiones de petróleo que al momento de la reversión pasen a ser de propiedad de ECOPETROL. El aporte del Estado deberá contabilizarse trimestralmente. El valor del aporte será igual a: (i) la Utilidad antes de Impuestos por Barril estimada para cada trimestre, multiplicada por (ii) el total de unidades extraídas de hidrocarburos en el trimestre respectivo.”

Para efectos de valorar el aporte, la Utilidad antes de Impuestos por Barril será la que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

(i) Precio de Realización como se define en el Parágrafo 1º del presente artículo, menos (ii) costos de levantamiento o extracción, regalías y demás costos inherentes a la operación, menos (iii) el gasto de depreciación o amortización de los activos, menos (iv) los gastos financieros y el gasto de amortización del pasivo pensional.

PARÁGRAFO 1º . – El Precio de Realización se entiende como el precio de venta del crudo en puerto de exportación local, menos los costos de transporte. En el caso de reservas de gas se entiende por precio de realización el promedio ponderado del precio de las ventas de gas realizadas por la Empresa Colombiana de Petróleos en el mercado local y en el mercado externo, menos los costos de transporte a cargo del productor.

PARÁGRAFO 2º. – La Utilidad Antes de Impuestos por Barril será estimada trimestralmente con base en los Estados Financieros de ECOPETROL. Para tal efecto a partir del 1ero de enero del año 2000, la empresa deberá elaborar y presentar trimestralmente Estados Financieros independientes por áreas de negocios incluidas el área de Exploración y Producción Directa y el área de Exploración y Producción Asociada y, Estados Financie-

ros consolidados. Tanto los Estados Financieros por área de negocios como los consolidados, deberán ser debidamente auditados por el Auditor Externo de la empresa.

PARÁGRAFO 3º. – El Ministerio de Minas y Energía se encargará de calcular el valor del “Aporte del Estado a ECOPETROL” aplicando las reglas establecidas en el presente artículo. Para tal efecto ECOPETROL deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los primeros veinte días de cada trimestre los Estados Financieros del trimestre inmediatamente anterior.

ARTÍCULO 2º. – En concordancia con lo anterior se adoptan las siguientes disposiciones en relación con el tratamiento contable de la explotación de las reservas de hidrocarburos de propiedad del Estado:

a) El valor de las reservas de hidrocarburos de propiedad del Estado deberá contabilizarse en el balance de la Nación - Ministerio de Minas y Energía. El valor de las reservas de hidrocarburos se determinará por el mecanismo de flujos de caja descontados estimados con base en estudios técnicos que determinen el volumen de reservas remanentes del país, el costo de extracción y los demás costos inherentes a la operación, el valor de las inversiones a realizar para la explotación de las reservas, las fuentes de financiación de las inversiones y el precio de realización de las reservas.

El registro contable de las reservas lo efectuará el Ministerio de Minas y Energía dentro de su balance en el rubro de Recursos naturales y del ambiente, de acuerdo con la dinámica establecida para dicho rubro en el Plan General de Contabilidad Pública, con una contrapartida en el patrimonio institucional.

El Ministerio de Minas y Energía debe reflejar en cuentas de orden el valor del activo como bienes entregados en explotación y ECOPETROL deberá reflejar en cuentas de orden el mismo valor como bienes recibidos en explotación.

b) El valor de las Reservas de Hidrocarburos deberá ajustarse trimestralmente para reflejar nuevos descubrimientos, revaluación de reservas existentes o agotamiento, así como los cambios en el precio de realización de las reservas y en el costo de extracción de las mismas y demás costos inherentes a la operación de los campos, aplicando el método de valoración indicado en el literal a) anterior.

c) El agotamiento de las reservas de hidrocarburos deberá contabilizarse a medida que se vayan produciendo o extrayendo las unidades de hidrocarburos, de la siguiente manera:

(i) El agotamiento de un período dado será igual al valor del “Aporte del Estado a ECOPETROL” calculado para cada trimestre, conforme se establece en el Artículo Primero anterior.

(ii) El Ministerio de Minas y Energía debe contabilizar el agotamiento como un menor valor de las reservas de hidrocarburos registradas bajo el rubro “Recursos Naturales y del Ambiente”.

Como contrapartida deberá contabilizar el mismo valor en el activo en la cuenta de “Aportes del Estado a ECOPETROL”, que estará representada por los aportes en especie que realice la Nación - Ministerio de Minas y Energía a ECOPETROL, en la medida que se extraen las reservas de hidrocarburos y están disponibles para su refinación o venta.

(iii) ECOPETROL debe contabilizar en el patrimonio el aporte en especie que realiza la Nación – Ministerio de Minas y Energía, a medida que se van extrayendo las reservas de hidrocarburos, con una contrapartida en el activo en el rubro denominado “Inventarios de Materia Prima”.

ARTÍCULO 3º. – Las disposiciones contenidas en el presente decreto deberán aplicarse en la elaboración y presentación de los Estados Financieros de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL y del balance del Ministerio de Minas y Energía, a partir del 1ero de enero del año 2000.

ARTÍCULO 4º. - El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Santa Fe de Bogotá D.C., a los

JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR
Ministro de Hacienda y Crédito Público

LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO
Ministro de Minas y Energía

MAURICIO ZULÚAGA RUÍZ
Departamento Administrativo de la Función Pública

DECRETO 1162 DE 1999

Por el cual se reforman los sistemas y procedimientos contables y financieros utilizados para el manejo del pasivo pensional de la Empresa Colombiana de Petróleos
– ECOPETROL –

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de las facultades extraordinarias de reestructuración que le confiere artículo 120 de la Ley 489 de 1998, y

CONSIDERANDO:

Que desde la creación de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL, las relaciones de trabajo en esta Empresa han estado regidas por el Código Sustantivo del Trabajo.

Que en virtud del régimen antes mencionado, el reconocimiento y pago de las pensiones de jubilación de los trabajadores de ECOPETROL han estado a cargo directamente de la Empresa, sin que se hubiera operado cambio alguno cuando dichas prestaciones fueron asumidas por el Instituto de los Seguros Sociales.

Que la Ley 100 de 1993 excluyó del régimen de seguridad social integral consagrado en ella a los trabajadores y pensionados de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL.

Que a 31 de diciembre de 1998, el valor de las obligaciones pensionales de ECOPE-
TROL asciende a la suma de \$4.227 miles de millones de pesos, y que la Empresa sólo disponía a dicha fecha de provisiones por un valor de \$ 405 mil millones de pesos, representadas en títulos valores valorados a precios de mercado, equivalentes al 9.6 % del total de dicho pasivo.

Que dado el nivel de riesgo e incertidumbre de la actividad petrolera y por ende del flujo de caja futuro de la empresa, es necesario provisionar el pasivo pensional de la

misma con el fin de eliminar el riesgo de no pago futuro del pasivo pensional y el riesgo de trasladar todo o parte del pago de dicho pasivo a la Nación, contribuyendo de esta manera a la eficiencia y eficacia de la función administrativa.

Que teniendo en cuenta que la Constitución Política establece en el Artículo 209 en relación con la función administrativa que “Las autoridades administrativas deben coordinar sus actuaciones para el adecuado cumplimiento de los fines del Estado”, y que el Artículo Segundo de la Constitución establece como fines esenciales del Estado entre otros “..garantizar la efectividad de los principios, deberes y derechos consagrados en la Constitución” y, que dentro de los derechos sociales, económicos y culturales que consagra la Constitución se establece que “El Estado debe garantizar el derecho al pago oportuno..de las pensiones legales.”, la provisión del pasivo pensional de ECOPETROL contribuye a la eficiencia y eficacia de la función administrativa en la medida que se constituye en un mecanismo eficaz para garantizar el derecho al pago de las obligaciones pensionales que se consagra constitucionalmente.

Que en concordancia con lo anterior es necesario realizar provisiones de caja anuales que se destinarán a fondar el pasivo pensional vigente a diciembre 31 de 1998 y el crecimiento del pasivo pensional de los trabajadores activos.

Que dada la necesidad de fondar el pasivo pensional a fin de asegurar la disponibilidad de recursos para atender el pago de las obligaciones pensionales futuras, se considera necesario que sea el Gobierno Nacional el que, mediante Decreto con fuerza de ley expedido en ejercicio de las facultades que le otorga la Ley 489 de 1998, señale límites a la autonomía administrativa y dispositiva de la Empresa, para establecer la obligación legal de incluir en los proyectos de presupuesto para las vigencias hasta el año 2007, las apropiaciones presupuestales necesarias para los fines antes indicados.

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- A partir de la vigencia del presente decreto la administración y el manejo de los recursos para el pago del pasivo pensional de ECOPETROL estarán a cargo de uno o de varios patrimonios autónomos, que servirán como garantía y fuente de pago del pasivo pensional contraído por la empresa.

Para tales efectos la Empresa deberá constituir en un término máximo de seis (6) meses contados a partir de la publicación del presente Decreto el patrimonio o patrimonios autónomos correspondientes, de conformidad con lo estatuido en el párrafo del Artículo 41 de la Ley 80 de 1993.

En desarrollo de lo anterior, ECOPETROL celebrará con entidades autorizadas los contratos necesarios para la constitución y administración del patrimonio o patrimonios autónomos. El término inicial de los respectivos contratos no podrá ser mayor al señalado en el Artículo Décimo del presente decreto. Transcurrido este plazo, la administración del patrimonio o patrimonios autónomos estará a cargo de la entidad o entidades que ofrezcan las mejores condiciones.

PARÁGRAFO PRIMERO. – ECOPETROL deberá observar al momento de constituir el patrimonio o patrimonios autónomos los principios, reglas y obligaciones que se establecen en el presente decreto.

PARÁGRAFO SEGUNDO. – El pago de las obligaciones pensionales a cargo de ECOPEPETROL será realizado con cargo a los recursos administrados por el patrimonio o patrimonios autónomos que se constituyan, de acuerdo con los contratos que para el efecto celebre la empresa.

ARTÍCULO 2º.– Para los efectos antes indicados y a partir de la vigencia del presente Decreto, en el presupuesto que anualmente aprueben la Junta Directiva de ECOPEPETROL, el CONFIS y demás autoridades competentes, se deberán incluir las apropiaciones presupuestales necesarias para aportar al patrimonio o patrimonios autónomos las sumas de que tratan los artículos cuarto y quinto del presente decreto.

Tanto las apropiaciones presupuestales requeridas para atender las obligaciones de fondeo establecidas en el presente decreto, como los giros de caja que debe realizar ECOPEPETROL para cumplir dicha obligación, deberán tener prioridad en la asignación de recursos.

ARTÍCULO 3º.– ECOPEPETROL constituirá el patrimonio o patrimonios autónomos con un aporte inicial mínimo igual a la provisión de \$405.000 millones de pesos con que contaba la empresa a diciembre 31 de 1998, más los rendimientos generados por

dicha provisión desde esa fecha y hasta la fecha de constitución del patrimonio o patrimonios autónomos y con los aportes que deberá realizar anualmente de acuerdo con lo establecido en el presente decreto.

Para efectos del aporte inicial mínimo a que hace referencia el presente artículo se deberán realizar las adiciones pertinentes en el Presupuesto de Ingresos y Gastos de la empresa para 1999, que deberán ser debidamente aprobadas por los organismos competentes.

ARTÍCULO 4º. – Con el fin de que en el año 2007 se haya acumulado un capital igual al setenta por ciento (70%) del pasivo pensional de la empresa a diciembre 31 de 1998, ECOPEPETROL deberá realizar un aporte anual al fondo por un período de 8 años, comprendido entre el año 2000 y el año 2007 (en adelante dicho período se denominará el “Período de Fondeo”), de la siguiente manera:

El aporte anual será de \$239.035 millones de pesos del 31 de Diciembre de 1998. Esta cifra será ajustada de acuerdo con la variación de índices de precios al consumidor, certificada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística. El ajuste de dicho valor será realizado aplicando la siguiente fórmula:

$$A_n = \$239.035 \text{ millones de pesos} * IPC_n / IPC_0$$

Donde:

A_n : Es el aporte anual para el año n

IPC_n : Índice de Precios al consumidor del mes anterior al que se realice el desembolso en el año n.

IPC_0 : Índice de Precios al consumidor de Diciembre de 1998.

n = {2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007}

PARÁGRAFO PRIMERO. – El aporte anual de que trata el presente artículo será girado por ECOPEPETROL al patrimonio o patrimonios autónomos dentro de los primeros 6 meses de cada año de giro. Dicho aporte anual deberá ser ajustado con la tasa de interés técnica utilizada en los cálculos actuariales de la empresa, siguiendo para el

efecto la metodología de la Superintendencia de Sociedades, entre la fecha en que se calcule el monto del aporte anual y la fecha de giro de cada cuota.

ARTÍCULO 5º. – A partir del 1ero de enero del año 2000 y hasta tanto sea cancelado en su totalidad el pasivo pensional a cargo de ECOPETROL, la empresa deberá realizar un aporte anual al patrimonio o patrimonios autónomos por concepto de fondeo del crecimiento del pasivo pensional del trabajador activo.

El fondeo del crecimiento del pasivo pensional de los trabajadores activos se efectuará con base en las cifras que arroje el cálculo de la reserva para pensiones del personal activo que realice el actuario contratado para tal efecto por ECOPETROL. Dicha suma debe incluir además todos los otros conceptos que constituyan pasivo pensional a favor del personal jubilado, entendiéndose por éste, los futuros pensionados y sus sobrevivientes con derecho a pensión.

El auditor externo de la compañía deberá auditar y emitir una opinión en relación con el valor de la reserva para obligaciones pensionales a favor del personal activo, estimada por el actuario de la compañía y deberá pronunciarse en relación con la suficiencia y razonabilidad de la misma.

Una vez oído el concepto del auditor externo la Junta Directiva de la empresa, fijará el valor del aporte que será girado por ECOPETROL al patrimonio o patrimonios autónomos en las condiciones que en adelante se establecen (en adelante la “Fecha de Cálculo”).

PARÁGRAFO PRIMERO. – El aporte anual de que trata el presente artículo será realizado por ECOPETROL al patrimonio o patrimonios autónomos dentro de los seis (6) meses siguientes a la Fecha de Cálculo. El valor del aporte de que trata este artículo quinto deberá ser actualizado con la tasa de interés técnica entre la fecha del cálculo y cada fecha de giro, siguiendo para el efecto la metodología de la Superintendencia de Sociedades.

PARÁGRAFO SEGUNDO. – La información relativa a la forma de cálculo del aporte anual de que trata el presente artículo y el valor del mismo, deberá ser enviado al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

ARTÍCULO 6º. - Formarán parte del patrimonio o patrimonios autónomos los aportes de que tratan los artículos Tercero, Cuarto y Quinto del presente decreto, conjuntamente con los rendimientos financieros netos que produzcan dichos aportes.

Con los recursos mantenidos en el patrimonio o patrimonios autónomos se pagarán las obligaciones pensionales a cargo de ECOPETROL a partir del año 2008 y hasta que se extinga la obligación de pago de las obligaciones pensionales a cargo de la empresa. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la posibilidad que tiene la empresa de trasladar al patrimonio o patrimonios autónomos la administración y pago de las obligaciones pensionales a favor del personal jubilado cuyo pago se haga exigible durante el Período de Fondeo. En todo caso sí la empresa opta por esta alternativa, deberá girar al patrimonio o patrimonios autónomos que se constituyan, además de los aportes establecidos en los Artículos Cuarto y Quinto del presente decreto, los recursos requeridos para el pago de las obligaciones pensionales que se hagan exigibles a favor del personal jubilado durante el Período de Fondeo.

PARÁGRAFO PRIMERO. - En la medida en que durante cualquier año comprendido dentro del Período de Fondeo, el patrimonio presente un saldo inferior a: (i) el capital que debe haberse acumulado con los aportes establecidos en los Artículos Tercero, Cuarto y Quinto del presente decreto, más (ii) los rendimientos financieros netos que habrían debido generar dichos aportes de haberse invertido a una tasa de interés igual a la tasa de interés técnica utilizada en los cálculos actuariales de la compañía (en adelante el “Saldo Mínimo”), ECOPETROL deberá girar al patrimonio la diferencia, con el fin de lograr un respaldo adecuado para el pasivo pensional.

PARÁGRAFO SEGUNDO. – Cuando en cualquier año durante el Período de Fondeo, el saldo del patrimonio autónomo sea superior al Saldo Mínimo de que trata el párrafo anterior, ECOPETROL podrá disminuir el valor de los aportes del año siguiente con el fin de no exceder el programa de fondeo establecido en el presente decreto.

PARÁGRAFO TERCERO. – Sí en cualquier año de vigencia del patrimonio de acuerdo con lo previsto en el presente decreto, los rendimientos financieros generados por los recursos mantenidos en dicho patrimonio son inferiores a los rendimientos que habrían debido generarse, sí dichos recursos se hubiesen invertido a la tasa de interés técnica utilizada en los cálculos actuariales de ECOPETROL (en adelante el “Ren-

dimiento Mínimo”), la empresa deberá girar al patrimonio la diferencia entre el rendimiento generado y el Rendimiento Mínimo con el fin de mantener un respaldo adecuado para el pago del pasivo pensional.

PARÁGRAFO CUARTO. - En caso de cualquier incumplimiento en el giro de los aportes anuales establecidos en los Artículos Cuarto y Quinto del presente decreto, ECOPEPETROL deberá pagar al patrimonio autónomo intereses por cada día de retardo en el giro, calculados sobre las sumas pendientes de giro a la tasa de interés técnica utilizada en los cálculos actuariales de la empresa.

ARTÍCULO 7º. - En los proyectos de flujo de efectivo que elabore la empresa para cada año y en los proyectos de presupuesto que apruebe la Junta Directiva de ECOPEPETROL, el CONFIS y las demás autoridades competentes, la apropiación de los recursos a que se refieren los Artículos Cuarto y Quinto del presente decreto se efectuará una vez hechas las apropiaciones necesarias para atender los gastos de operación y el servicio de la deuda de ECOPEPETROL, pero tendrán prioridad frente a las apropiaciones realizadas para realizar inversiones de la Empresa y para el pago de excedentes financieros a la Nación.

ARTÍCULO 8º.- ECOPEPETROL deberá realizar las adecuaciones contables que resulten necesarias como consecuencia de la constitución del patrimonio o patrimonios autónomos a que se refiere el presente decreto y de las modificaciones al sistema de provisión y pago del pasivo pensional dispuestas en el mismo. Lo anterior se entiende sin perjuicio de las obligaciones legales establecidas para las entidades que administran esta clase de patrimonios de llevar contabilidad separada e independiente para los mismos.

216

ARTÍCULO 9º.- ECOPEPETROL contabilizará como utilidades los rendimientos financieros netos que generen los aportes efectuados por la Empresa al patrimonio o patrimonios autónomos, que quedarán para efectos impositivos en cabeza de ECOPEPETROL, sin perjuicio de las obligaciones legales establecidas para las entidades que administran esta clase de patrimonios de llevar contabilidad separada e independiente para los mismos.

ARTÍCULO 10º.- De conformidad con lo estatuido en el Parágrafo 2º del artículo 41 de la Ley 80 de 1993, ECOPEPETROL celebrará con entidades autorizadas para el efecto,

los contratos necesarios para la constitución y administración del patrimonio o patrimonios autónomos por el término de cinco (5) años. En todo caso vencido el plazo de los contratos iniciales, ECOPEPETROL deberá proceder a constituir nuevamente el patrimonio o patrimonios autónomos siguiendo los principios, reglas y obligaciones establecidos en el presente decreto, por un término de cinco (5) años y así sucesivamente hasta que se extingan las obligaciones derivadas del pasivo pensional contraído por la empresa.

ARTÍCULO 11º.- Los recursos mantenidos en el patrimonio o patrimonios autónomos serán invertidos por las sociedades administradoras de dicho(s) patrimonio(s) aplicando los lineamientos e instrucciones de inversión que imparta periódicamente el Comité Fiduciario de que trata el Artículo DécimoCuarto del presente decreto. Las instrucciones de inversión que imparta el Comité Fiduciario se harán con el objeto de que las inversiones se realicen en condiciones que garanticen en su orden la adecuada seguridad, rentabilidad y liquidez y dando aplicación al régimen de inversiones aplicable para los Fondos Obligatorios de Pensiones. Adicionalmente y sin perjuicio de lo anterior al momento de impartir las instrucciones y realizar las inversiones con los recursos del patrimonio(s) autónomo(s) de que trata el presente decreto, se aplicarán las siguientes restricciones de inversión:

No se podrán hacer inversiones en títulos valores u obligaciones emitidas, avaladas o garantizadas por ECOPEPETROL o sus filiales, ni en títulos emitidos en desarrollo de procesos de titularización en los que ECOPEPETROL o sus filiales actúen como agente originador o en los cuáles el activo subyacente este constituido en todo o en parte por títulos valores u obligaciones emitidas, avaladas o garantizadas por ECOPEPETROL o sus filiales.

217

No se podrán hacer inversiones superiores al 5% del valor del patrimonio o patrimonios autónomos en títulos valores u obligaciones emitidas, avaladas o garantizadas por el mismo emisor, con excepción de los títulos emitidos por la República de Colombia y el Banco de la República.

Sin perjuicio de los límites antes establecidos, no se podrán hacer inversiones superiores al 10% de una sola emisión de títulos valores u obligaciones.

No se aplicarán límites de inversión para la inversión en títulos valores u obligaciones emitidas, avaladas o garantizadas por la República de Colombia y el Banco de la República.

PARÁGRAFO PRIMERO. - Las inversiones del patrimonio o patrimonios autónomos serán valoradas a precios de mercado, de acuerdo con la legislación vigente.

PARÁGRAFO SEGUNDO. - El régimen de inversiones previsto en el presente artículo aplicará hasta tanto el Gobierno Nacional de conformidad con las normas legales vigentes, adopte un régimen de inversiones general para este tipo de patrimonios autónomos.

ARTÍCULO 12º.- La Junta Directiva de ECOPETROL se encargará de aprobar los términos de referencia que se utilicen para la selección de la entidad o entidades que se encargarán de administrar el patrimonio o patrimonios autónomos de que trata el presente decreto y la minuta del contrato o contratos de fiducia mercantil que se suscriban para la constitución del patrimonio o patrimonios autónomos y velará para que en los términos y la minuta del contrato referida se desarrollen los principios y reglas contenidos en el presente decreto en relación con la constitución, fondeo y operación del patrimonio autónomo.

ARTÍCULO 13º. - La Junta Directiva de ECOPETROL se encargará de fijar, con la periodicidad que considere conveniente, los lineamientos de inversión que deben aplicar las sociedades administradoras del patrimonio o patrimonios autónomos con el fin de asegurar que las inversiones que se realicen con los recursos mantenidos en el patrimonio o patrimonios autónomos, cumplan en su orden con las condiciones de seguridad, liquidez y rentabilidad requeridas para que el patrimonio cumpla su objeto de servir como garantía y fuente de pago del pasivo pensional de la empresa.

Los lineamientos de inversión que serán fijados periódicamente por la Junta Directiva de la empresa, incluyen pero no se limitan a: (i) duración del portafolio de inversiones del patrimonio o patrimonios autónomos, (ii) rotación de dicho portafolio de inversiones y (iii) liquidación de las inversiones. Así mismo la Junta Directiva de ECOPETROL impartirá instrucciones a los delegados de la empresa en el Comité Fiduciario de que trata el siguiente artículo, para que se cumplan los lineamientos de

inversión fijados por la Junta Directiva y los demás parámetros establecidos en el Artículo DécimoPrimero del presente decreto.

ARTÍCULO 14º. - Las inversiones que se realicen con cargo a los recursos mantenidos en el patrimonio(s) autónomo(s) se harán según las instrucciones de inversión que imparta periódicamente el Comité Fiduciario. El Comité Fiduciario estará integrado por cinco miembros, tres de los cuáles serán delegados de ECOPETROL y designados por la junta directiva de la empresa. Los otros dos miembros serán designados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Las decisiones del Comité serán adoptadas con el voto de la mayoría de sus miembros y deberán contar con el voto favorable de los delegados del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El Comité se reunirá por lo menos una vez cada tres (3) meses y podrá reunirse extraordinariamente cuando así lo consideren conveniente la empresa o el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, o cuando sea solicitado por las sociedades administradoras del patrimonio(s) autónomo(s).

Las instrucciones de inversión que sean impartidas por el Comité Fiduciario deberán seguir los lineamientos de inversión fijados por la Junta Directiva de ECOPETROL y cumplir con los parámetros establecidos en el Artículo Décimo del presente decreto.

ARTÍCULO 15º. - El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Santa Fe de Bogotá D.C., a

Ministro de Hacienda y Crédito Público
JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR

Ministro de Minas y Energía
LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO

Departamento Administrativo de la Función Pública
MAURICIO ZULÚAGA RUÍZ

DECRETO 1178 DE JUNIO 29 DE 1999

Por el cual se reestructura la Comisión Nacional de Regalías.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades extraordinarias otorgadas por el artículo 120 de la Ley 489 de 1998,

DECRETA:

CAPÍTULO I

De la naturaleza de la Comisión Nacional de Regalías, de su objeto, de su estructura orgánica y de sus funciones generales.

Artículo 1º. Naturaleza. La Comisión Nacional de Regalías es una unidad administrativa especial, con autonomía administrativa y financiera, sin personería jurídica, del Departamento Nacional de Planeación.

Artículo 2º. Objeto. El objeto principal de la Comisión Nacional de Regalías es controlar y vigilar la correcta utilización de los recursos provenientes de regalías y compensaciones causadas por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad del Estado y la administración, distribución y asignación de los recursos del Fondo Nacional de Regalías.

220 **Artículo 3º. Estructura.** La estructura de la Comisión Nacional de Regalías será la siguiente:

1. Comisión Nacional de Regalías.
2. Despacho del Director General de la Unidad Administrativa Especial.
 - 2.1 Oficina Jurídica.
 - 2.2 Oficina de Control Interno.
 - 2.3 Subdirección Administrativa y Financiera.
 - 2.4 Subdirección de Interventoría, Control y Seguimiento.

Parágrafo 1º. Suprímese el Comité Técnico de la Comisión Nacional de Regalías creado por el artículo 8 de la Ley 141 de 1994 y los cargos de los expertos que lo conforman.

Parágrafo 2º. Suprímese el cargo de Interventor de Petróleos creado por el artículo 8 de la Ley 141 de 1994.

Artículo 4º. Funciones generales. Son funciones de la Comisión Nacional de Regalías las siguientes:

1. Controlar y vigilar la correcta utilización de los recursos provenientes de regalías y compensaciones causadas por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad del Estado.
2. Vigilar, por sí misma o a través de otras entidades públicas o privadas, que la utilización de las participaciones y las asignaciones de recursos, provenientes del Fondo Nacional de Regalías, a que tienen derecho las entidades territoriales, se ajuste a lo prescrito en la Constitución Nacional y en la ley.
3. Distribuir las participaciones en las regalías y compensaciones que correspondan a los municipios portuarios, marítimos y fluviales, utilizados de manera ordinaria, en el cargue y descargue de recursos naturales no renovables o productos derivados de los recursos naturales no renovables; y a los que se encuentren bajo su radio de influencia según las reglas establecidas en la ley y en las normas reglamentarias correspondientes.
4. Revisar, por sí misma o a través de otras entidades públicas o privadas, las liquidaciones de participaciones efectuadas por las entidades recaudadoras de las regalías y otras compensaciones, y tomar las medidas pertinentes cuando dichas liquidaciones no se ajusten a la ley o a las normas reglamentarias correspondientes.
5. Velar porque que el pago y destinación de los recursos provenientes de las regalías y compensaciones, se haga conforme a la ley y a las normas reglamentarias correspondientes.

221

6. Solicitar a la entidad recaudadora respectiva la retención del giro de los recursos requeridos para la ejecución de los proyectos, en los casos previstos en el literal d) del artículo 16 del presente decreto.
7. Solicitar a la entidad recaudadora respectiva el giro de los recursos requeridos para la ejecución del proyecto, a la entidad a quien se le encargue la ejecución del mismo, en los casos previstos en el literal d) del artículo 16 del presente decreto.
8. Ordenar a la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público la retención total o parcial del giro de los recursos del Fondo Nacional de Regalías, requeridos para la ejecución de los proyectos, en los casos previstos en el literal c) del artículo 16 del presente decreto.
9. Ordenar a la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público el giro de los recursos a la entidad a quien se le encargue la ejecución del proyecto, en los casos previstos en el literal c) del artículo 16 del presente decreto.
10. Aprobar el proyecto de presupuesto anual del Fondo Nacional de Regalías.
11. Aprobar el proyecto de presupuesto anual de la Comisión Nacional de Regalías que le presente el Director General, teniendo en cuenta que los gastos de funcionamiento no podrán exceder los límites que para el efecto establezca la ley.
12. Señalar los criterios de elegibilidad de los proyectos que sean sujetos de financiación o cofinanciación con recursos del Fondo Nacional de Regalías conforme con los lineamientos establecidos en la ley, en las normas reglamentarias correspondientes y considerando los criterios, parámetros y metodologías que le recomienda el Departamento Nacional de Planeación.
13. Establecer los criterios que sirvan de base para determinar el tipo de proyectos que se financiarán con asignaciones reembolsables y no reembolsables.
14. Reglamentar el funcionamiento de la línea de financiamiento de que trata el artículo 4 de la Ley 141 de 1994.

15. Determinar los porcentajes preliminares que se asignarán sectorialmente para financiar proyectos de inversión regional, con cargo a los recursos del Fondo Nacional de Regalías que no se encuentren previamente asignados por la Ley.
16. Señalar de manera general los parámetros y criterios para la evaluación social económica y ambiental de los proyectos que pretendan ser financiados o cofinanciados con recursos del Fondo Nacional de Regalías. Las metodologías que se utilicen para llevar a cabo los estudios de factibilidad o preinversión deberán ser similares y concordantes a las que se aplican para los proyectos de inversión pública.
17. Aprobar la asignación de recursos del Fondo Nacional de Regalías con base en el listado de proyectos elegibles consolidado por el Departamento Nacional de Planeación, asegurando una equitativa asignación de recursos de acuerdo con los parámetros señalados en el artículo 10 de la Ley 141 de 1994, la ley y los criterios de priorización de la inversión determinados previamente por la Comisión Nacional de Regalías.
18. Señalar los criterios que deben adoptarse para efectuar los desembolsos a la entidad ejecutora de los proyectos financiados o cofinanciados con recursos del Fondo Nacional de Regalías, teniendo en cuenta la ejecución y avance de los respectivos proyectos.
19. Designar para los casos de proyectos regionales de inversión, al ejecutor del proyecto.
20. Establecer sistemas de control de ejecución de los proyectos y de evaluación de gestión y resultados sobre los proyectos regionales, departamentales y municipales que se financian con recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías, de las regalías y compensaciones.
21. Determinar los criterios y lineamientos con base en los cuales, las entidades ejecutoras de los proyectos, llevarán a cabo las interventorías de los proyectos que se financien o cofinancien con recursos del Fondo Nacional de Regalías, de las regalías y compensaciones.

22. Determinar los criterios que deben tener en cuenta las entidades ejecutoras de los proyectos que se financien o cofinancien con recursos del Fondo Nacional de Regalías, de las regalías y compensaciones, para designar o seleccionar la interventoría de los mismos.
23. Determinar los criterios que deben seguirse para la designación de los auditores e interventores a que hace referencia los artículos 17 y 18 del presente decreto.
24. Evaluar los informes de gestión y seguimiento presentados por el Director General.
25. Dictar su propio reglamento.
26. Las demás necesarias para el cabal cumplimiento de los objetivos de la Comisión Nacional de Regalías.

PARÁGRAFO. La Comisión Nacional de Regalías aprobará las asignaciones a los proyectos sujetos a su consideración teniendo en cuenta que éstos deben apoyar el desarrollo armónico del país y de las distintas regiones que lo conforman, según las previsiones contenidas en los planes de desarrollo territorial.

Artículo 5º. El manejo de los recursos y excedentes de liquidez del Fondo Nacional de Regalías estará a cargo de la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en una cuenta separada y especial. Los rendimientos financieros que genere la anterior cuenta pertenecen al Fondo Nacional de Regalías. La Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, actuará como tesorería del Fondo Nacional de Regalías.

224

CAPÍTULO II

De la integración de la Comisión Nacional de Regalías, de la toma de decisiones y del Director General

ARTÍCULO 6º. INTEGRACIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE REGALÍAS. La Comisión Nacional de Regalías está integrada así,

1. El Director del Departamento Nacional de Planeación, o en su defecto el Subdirector, quien la presidirá.
2. El Ministro de Minas y Energía, o en su defecto el Viceministro.
3. El Ministro de Transporte, o en su defecto el Viceministro.
4. El Ministro de Desarrollo Económico, o en su defecto el Viceministro.
5. El Ministro del Medio Ambiente, o en su defecto el Viceministro.
6. Sendos gobernadores de departamento de cada Consejo Regional de Planificación Económica y Social -Corpes-, tres (3) de ellos provenientes de departamentos no productores, y dos (2) de ellos de departamentos productores, elegidos por los Gobernadores que integran cada Corpes. Actuarán como suplentes sendos Alcaldes, tres (3) de ellos provenientes de departamentos no productores, y dos (2) de ellos de departamentos productores, elegidos por los municipios de la región, quienes provendrán de las regiones que conforman los respectivos Corpes de los cuales hacen parte los Gobernadores.
7. Un Alcalde de los municipios portuarios como miembro principal y uno (1) como suplente, elegidos por la Federación Nacional de Municipios.
8. El Alcalde Mayor del Distrito Capital de Santa Fe de Bogotá como principal y un (1) Alcalde como suplente, elegido este último por la Federación Nacional de Municipios.

PARÁGRAFO 1º. Entre los miembros elegidos, principales o suplentes, para integrar la Comisión Nacional de Regalías, no podrá haber, en ningún caso, más de uno (1) originario del mismo departamento.

PARÁGRAFO 2º. Se define como departamento productor aquel cuyos ingresos por concepto de regalías y compensaciones, incluyendo los de sus municipios, sea igual o superior al siete por ciento (7%) del total de las regalías y compensaciones que se generan en el país.

225

PARÁGRAFO 3º. El período de los representantes de los entes territoriales elegidos para integrar la Comisión Nacional de Regalías será de dos (2) años. No habrá reelección de alcaldes del mismo municipio en períodos consecutivos.

ARTÍCULO 7º. REUNIONES, QUÓRUM Y DECISIONES DE LA COMISIÓN NACIONAL DE REGALÍAS. La Comisión Nacional de Regalías se reunirá por lo menos una (1) vez al mes y extraordinariamente cuando así lo determine el Director del Departamento Nacional de Planeación.

El quórum necesario para sesionar válidamente es de la mitad más uno de sus integrantes incluyendo su Presidente. Las decisiones de la Comisión Nacional de Regalías se adoptarán por mayoría simple.

Las decisiones de la Comisión Nacional de Regalías se adoptarán por medio de resoluciones expedidas por su Presidente y refrendadas por el Director General, contra las cuales sólo procederá el recurso de reposición en los términos previstos en el Código Contencioso Administrativo.

ARTÍCULO 8º. DEL DIRECTOR GENERAL. La Comisión Nacional de Regalías contará con un Director General, que tendrá el carácter de empleado público de libre nombramiento y remoción por parte del Presidente de la República. Su escala salarial será fijada por el Gobierno,

ARTÍCULO 9º. FUNCIONES DEL DIRECTOR GENERAL. Son funciones del Director General las siguientes:

1. Dirigir y coordinar las actividades relacionadas con la ejecución de las decisiones adoptadas por la Comisión Nacional de Regalías.
2. Velar por el cumplimiento de los objetivos de la Comisión Nacional de Regalías.
3. Ordenar la suscripción y autorizar los actos que deban ejecutarse en desarrollo de las funciones que le sean delegadas por la Comisión Nacional de Regalías y celebrar los actos y contratos que sean necesarios para apoyar el desarrollo de las funciones a cargo del Fondo Nacional de Regalías y de la Comisión.

4. Asistir a las sesiones de la Comisión Nacional de Regalías, elaborar y conservar las actas, expedir las resoluciones y demás actos administrativos pertinentes y comunicar las decisiones.
5. Dirigir, supervisar y coordinar las actividades de carácter técnico, administrativo financiero y jurídico.
6. Verificar la legalidad y el cumplimiento de los trámites y requisitos previos a los desembolsos, de acuerdo con los criterios que para el efecto señale la Comisión Nacional de Regalías.
7. Ordenar los desembolsos y pagos de los recursos a la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y elaborar el anteproyecto del programa anual de caja del Fondo Nacional de Regalías.
8. Mantener actualizada la información sobre recaudos de las regalías y compensaciones.
9. Ordenar el gasto del Fondo Nacional de Regalías y de la Comisión Nacional de Regalías.
10. Dirigir y supervisar la elaboración del proyecto de presupuesto del Fondo Nacional de Regalías y de la Comisión Nacional de Regalías y controlar su ejecución, de conformidad con la ley.
11. Proponer y actualizar los reglamentos de crédito, conforme a las directrices e instrucciones que para el efecto le imparta la Comisión Nacional de Regalías.
12. Coordinar de acuerdo con los lineamientos de la Comisión Nacional de Regalías todo lo concerniente al control y ejecución de las inversiones con los dineros recibidos por regalías y compensaciones por parte de las entidades territoriales y la de los proyectos aprobados por la Comisión Nacional de Regalías con cargo al Fondo Nacional de Regalías.
13. Recibir los proyectos de inversión que deban ser considerados por la Comisión Nacional de Regalías, y remitirlos a los respectivos Ministerios para su evaluación.

14. Enviar al Departamento Nacional de Planeación la información relativa a los proyectos recibidos, indicando el orden de entrada y su remisión a los diferentes Ministerios, conforme con la base de datos que desarrolle para el efecto.
15. Coordinar la sistematización y la actualización de la base de datos de los proyectos recibidos, remitidos a los Ministerios, considerados por la Comisión Nacional de Regalías, y de los aprobados y rechazados. Para el desarrollo de esta función deberá apoyarse en lo pertinente en los sistemas de información de proyectos de los Ministerios y del Departamento Nacional de Planeación.
16. Verificar el cumplimiento de la ley, en lo concerniente a liquidación, pago y destinación de los recursos provenientes de las regalías y compensaciones, conforme a los criterios señalados en la ley, en las normas reglamentarias y en los parámetros que le señale la Comisión Nacional de Regalías.
17. Contratar las interventorías de proyectos de que trata el artículo 17 del presente decreto, de acuerdo con los parámetros que le señale la Comisión Nacional de Regalías.
18. Informar a la Comisión Nacional de Regalías sobre cualquier irregularidad que se presente con relación a la administración o al manejo de los recursos del Fondo Nacional de Regalías.
19. Revisar, de manera directa o a través de auditores que se contraten para el efecto, las liquidaciones de participaciones efectuadas por las entidades recaudadoras de las regalías y otras compensaciones y tomar, previa autorización de la Comisión Nacional de Regalías las medidas pertinentes.
20. Establecer sistemas de control de ejecución de los proyectos y de evaluación de gestión y resultados sobre los proyectos regionales, departamentales y municipales que se financian con recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías, de las regalías y compensaciones, en consonancia con lo establecido por la Comisión Nacional de Regalías. Para el ejercicio de esta función se podrá apoyar en interventorías que revisen de manera selectiva o aleatoria determinados proyectos.

228

21. Verificar, de manera directa o a través de interventores que se contraten para el efecto, la correcta utilización de los recursos de las regalías y compensaciones por parte de las entidades territoriales.
22. Comprobar la correcta inversión de los recursos asignados a los proyectos financiados con recursos del Fondo Nacional de Regalías y con los recibidos directamente por las entidades territoriales.
23. Recomendar a la Comisión Nacional de Regalías la aplicación de los mecanismos a que se refiere el artículo 16 del presente decreto.
24. Llevar la base de datos sobre liquidaciones y recaudos.
25. Nombrar y remover al personal de la Dirección General de la Comisión Nacional de Regalías.
26. Distribuir en las dependencias de la Dirección General de la Comisión Nacional de Regalías las funciones según su naturaleza.
27. Poner en conocimiento de los órganos de control y de la Fiscalía General de la Nación, las irregularidades que se presenten en el manejo de los recursos del Fondo Nacional de Regalías, de las regalías y compensaciones.
28. Presentar a la Comisión Nacional de Regalías informes semestrales sobre el cumplimiento de sus funciones, y respecto a la ejecución y seguimiento de los recursos del Fondo Nacional de Regalías, regalías y compensaciones y, en cualquier momento, sobre aquellos aspectos que la Comisión Nacional de Regalías le solicite.
29. Divulgar al público, trimestralmente, la información sobre la asignación de los recursos del Fondo Nacional de Regalías.
30. Divulgar los requisitos y resolver las consultas e inquietudes de las entidades territoriales para acceder a recursos del Fondo Nacional de Regalías.
31. Velar porque las entidades territoriales beneficiarias de recursos del Fondo Nacional de Regalías, de las regalías y compensaciones, divulguen en el ámbito de su jurisdicción la información sobre el desarrollo y ejecución de los proyectos financiados o cofinanciados con estos recursos.
32. Las demás que le señale la ley, la Comisión Nacional de Regalías y las que sean necesarias para el cabal cumplimiento de sus funciones.

229

ARTÍCULO 10º. FUNCIONES DE LA OFICINA ASESORA JURÍDICA. Son funciones de la Oficina Asesora Jurídica las siguientes:

1. Asesorar al Director General en materia jurídica para el cumplimiento de los objetivos de la Comisión Nacional de Regalías.
2. Absolver consultas y derechos de petición y emitir conceptos jurídicos relacionados con los trámites de la Comisión Nacional de Regalías y demás documentos sometidos a su consideración.
3. Preparar y presentar proyectos de actos reglamentarios en materias propias de la Comisión Nacional de Regalías.
4. Elaborar los contratos y aprobar las garantías y velar por el cumplimiento de los requisitos para su ejecución. Prestar asesoría durante el proceso de ejecución y liquidación de los contratos.
5. Preparar proyectos de actos administrativos mediante los cuales se resuelvan los recursos interpuestos contra decisiones de la Comisión.
6. Administrar el sistema de información jurídico de la Comisión y responder por su actualización y mantenimiento.
7. Velar por la eficiencia y eficacia de los trámites jurídicos que se adelantan en la Comisión Nacional de Regalías.
8. Representar judicialmente al Departamento Nacional de Planeación–Comisión Nacional de Regalías, en los procesos que se promuevan o deban instaurarse mediante poder que se le otorgue.
9. Preparar y presentar informes sobre las actividades encomendadas.
10. Las demás que le asigne la Comisión Nacional de Regalías y el Director General.

ARTÍCULO 11º. OFICINA DE CONTROL INTERNO. La Oficina de Control Interno ejercerá sus funciones de acuerdo con la Ley 87 de 1993 y demás normas sobre la materia.

ARTÍCULO 12º. FUNCIONES DEL SUBDIRECTOR ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO. Son funciones del Subdirector Administrativo y Financiero las siguientes:

1. Dirigir y controlar el trabajo y asuntos administrativos asignados al Subdirector Administrativo y Financiero y velar por su eficacia y oportunidad.
2. Atender bajo la dirección del Director General, y por conducto de las distintas dependencias de la Comisión Nacional de Regalías, la prestación de los servicios internos necesarios para el buen funcionamiento de la Comisión y la ejecución de programas adoptados sobre la materia.
3. Elaborar y someter a consideración del Director General el proyecto de presupuesto anual de gastos de la Comisión y, una vez aprobado, tramitar su ejecución.
4. Velar por la debida aplicación del sistema de desarrollo administrativo relacionado con las políticas, estrategias, metodologías, técnicas y mecanismos de carácter administrativo y organizacional para la gestión y el manejo de los recursos humanos, técnicos, físicos y financieros de la Comisión, orientado a fortalecer la capacidad administrativa y el desempeño institucional de conformidad con las normas legales vigentes.
5. Establecer las políticas de administración de bienes y personal de la Comisión.
6. Desarrollar de acuerdo con los lineamientos dados por la Comisión Nacional de Regalías, el Director General legales vigentes, las políticas relacionadas con la administración de recursos humanos.
7. Responder por la correcta ejecución de las actividades relacionadas con la liquidación de nómina, prestaciones y registro de novedades de los funcionarios de la Comisión Nacional de Regalías.
8. Actualizar, modificar o adicionar el manual de funciones.
9. Organizar y controlar la elaboración del inventario físico de bienes y elementos.

10. Preparar y presentar informes sobre las actividades encomendadas.
11. Asesorar al Director General la formulación, planeamiento y ejecución de las actividades de carácter presupuestal, contable, de tesorería que se requieran para el cumplimiento de los objetivos de la Comisión Nacional de Regalías.
12. Las demás que le asigne la Comisión Nacional de Regalías y el Director General.

ARTÍCULO 13º. DE LAS FUNCIONES DEL SUBDIRECTOR DE INTERVENTORÍA, CONTROL Y SEGUIMIENTO. Son funciones del Subdirector de Interventoría, Control y Seguimiento las siguientes:

1. Controlar y vigilar que los recursos asignados por el Fondo Nacional de Regalías y los provenientes de las regalías y compensaciones, sean invertidos de acuerdo con la ley y las normas que la reglamenten.
2. Presentar informes de seguimiento trimestrales sobre el estado de ejecución de los proyectos del Fondo Nacional de Regalías por sectores y entidades territoriales, así como sobre las regalías y compensaciones.
3. Elaborar los informes requeridos por la Comisión Nacional de Regalías y por el Director General.
4. Solicitar a las entidades territoriales información sobre los contratos celebrados para la ejecución de los proyectos financiados con recursos del Fondo, regalías directas y compensaciones.
5. Estructurar y mantener actualizado el módulo de información sobre liquidaciones, recaudos y estado de ejecución de los proyectos.
6. Revisar las liquidaciones de participaciones efectuadas por las entidades recaudadoras de las regalías y compensaciones.
7. Informar a la Comisión y al Director General sobre cualquier irregularidad que se presente en la liquidación, pago, administración o manejo de recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías, las regalías y compensaciones.
8. Las demás que le asigne la Comisión Nacional de Regalías y el Director General.

CAPÍTULO III

De la elegibilidad de los proyectos

ARTÍCULO 14º. DE LA PRESENTACIÓN DE LOS PROYECTOS. Para que un proyecto sea elegible deberá ser presentado, en los términos señalados por la ley y el presente decreto, a la Dirección General de la Comisión Nacional de Regalías de la siguiente forma:

1. *Proyectos de inversión regional.* Los proyectos de inversión regional que se pretendan financiar con recursos del Fondo Nacional de Regalías, deberán ser presentados por parte de las entidades territoriales, o resguardos indígenas, de manera individual, conjunta o asociadamente o a través de los Consejos Regionales de Planificación Económica y Social –Corpes– o las entidades que hagan sus veces, y estar definidos como prioritarios en el correspondiente plan de desarrollo territorial.
2. *Proyectos de fomento a la minería.* Los proyectos de fomento a la minería de que trata la Ley 141 de 1994, que se pretendan financiar con recursos del Fondo Nacional de Regalías, deberán ser canalizados y aprobados previamente por las entidades nacionales a las cuales la ley o el Ministerio de Minas y Energía les asigna dicha competencia, para su presentación a la Dirección General de la Comisión Nacional de Regalías.
3. *Proyectos para la preservación del medio ambiente.* Los proyectos de preservación del medio ambiente de que trata la Ley 141 de 1994, que se pretendan financiar con recursos del Fondo Nacional de Regalías, deberán ser canalizados y aprobados previamente por la Corporación Autónoma Regional con jurisdicción en el territorio de la entidad territorial solicitante, o por el Ministerio del Medio Ambiente cuando el proyecto que se pretenda ejecutar, involucre las áreas del sistema de parques nacionales naturales, para su presentación a la Dirección General de la Comisión.

ARTÍCULO 15º. RACIONALIZACIÓN DE LA ELEGIBILIDAD DE LOS PROYECTOS. Con el objeto de racionalizar la función de calificación de elegibilidad y de asignación de recursos del Fondo Nacional de Regalías por parte de la Comisión Nacional de Regalías a los proyectos que se presenten para su consideración, y garantizar la eficiencia y la eficacia de la función administrativa a cargo de la Comisión, ésta se apoyará en los diferentes Ministerios y en el Departamento Nacional de Planeación de la siguiente forma:

- a) Una vez la Dirección General de la Comisión Nacional de Regalías haya recibido los diferentes proyectos, revisará que éstos hayan sido presentados en la forma prevista en el artículo anterior y que estén acompañados de los documentos necesarios para su consideración. Aquellos proyectos que no reúnan los requisitos de forma necesarios, serán devueltos a las entidades indicando de manera clara las deficiencias que deben ser subsanadas;
- b) La Dirección General de la Comisión Nacional de Regalías repartirá sectorialmente entre los distintos Ministerios los proyectos que hayan sido presentados en la forma debida, con el propósito de que éstos emitan un concepto debidamente motivado sobre la viabilidad técnica y financiera de los mismos y sobre el cumplimiento de los criterios de elegibilidad establecidos por la ley y por la Comisión.

Para emitir el concepto los Ministerios analizarán los estudios de factibilidad o preinversión de los proyectos de acuerdo con las metodologías de que trata el numeral 16 del artículo 4º del presente decreto;

- c) Los Ministerios registrarán en el Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional de que trata el Decreto 111 de 1996, los proyectos que le hayan sido repartidos por la Comisión Nacional de Regalías, incorporando el concepto motivado sea éste favorable o no;
- d) Los proyectos que tengan concepto de viabilidad técnica y financiera desfavorable por parte de los Ministerios y aquellos que no cumplan con los criterios establecidos por la ley y por la Comisión Nacional de Regalías, serán enviados a la Dirección General de la Comisión Nacional de Regalías, señalando de manera

clara los requisitos que no hayan sido cumplidos, y aquellos aspectos que los proyectos deben reunir para recibir concepto favorable. La Dirección General de la Comisión Nacional de Regalías devolverá la documentación a las entidades territoriales informando las razones por las cuales el proyecto obtuvo concepto desfavorable;

- e) Los proyectos que tengan concepto de viabilidad técnica y financiera favorable por parte de los Ministerios, y que cumplan con los criterios establecidos por la ley y por la Comisión Nacional de Regalías, se considerarán elegibles, y serán remitidos por los Ministerios al Departamento Nacional de Planeación anexando el concepto motivado favorable emitido;
- f) El Departamento Nacional de Planeación consolidará la información que le remitan los diferentes Ministerios para los proyectos que pretendan ser financiados con cargo a los recursos del Fondo Nacional de Regalías, con el objeto de presentarlos a la Comisión Nacional de Regalías para su consideración.

CAPÍTULO IV

De los mecanismos de inspección y control de la Comisión Nacional de Regalías

ARTÍCULO 16º. MECANISMOS PARA ASEGURAR LA CORRECTA UTILIZACIÓN DE LOS RECURSOS. En desarrollo de las funciones de inspección y control sobre la correcta utilización de los recursos provenientes del Fondo Nacional de Regalías, de las regalías y compensaciones, la Comisión Nacional de Regalías tendrá las siguientes atribuciones:

- a) Practicar, por sí misma o a través de otras entidades públicas o privadas, visitas de inspección a las entidades territoriales beneficiarias de las participaciones de las regalías y compensaciones y de las asignaciones de recursos del Fondo Nacional de Regalías;

- b) Disponer la contratación de interventorías para vigilar la utilización de las participaciones de las regalías y compensaciones y de las asignaciones de recursos del Fondo Nacional de Regalías;
- c) Ordenar que la ejecución de los proyectos financiados con asignaciones del Fondo Nacional de Regalías se adelante por otras entidades públicas, cuando la entidad ejecutora, directamente o por intermedio de contratos con terceros, esté ejecutando los proyectos en forma irresponsable o negligente sin darle cumplimiento a los términos y condiciones establecidos en el acto de aprobación de las asignaciones. La Comisión ordenará a la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que a la entidad pública a quien se le encargue la ejecución del proyecto se le entreguen los recursos financieros previstos para tal efecto;
- d) Solicitar que la ejecución de los proyectos financiados con participación de regalías y compensaciones se adelante por otras entidades públicas, regiones administrativas y de planificación, de las regiones como entidad territorial, de los departamentos y municipios, según sea el caso, cuando la entidad territorial beneficiaria de dichas participaciones o compensaciones, directamente o por intermedio de contratos con terceros, esté administrando o ejecutando proyectos en forma irresponsable o negligente o sin darle cumplimiento a los términos y condiciones establecidos en los contratos respectivos. La Comisión en dichos casos podrá abstenerse de aprobar nuevos proyectos de inversión, con cargo a recursos del Fondo Nacional de Regalías, a las entidades territoriales, hasta tanto no se tomen los correctivos del caso y solicitar que a la entidad a quien se le encargue la ejecución del proyecto se le entreguen los recursos financieros previstos para tal efecto.

236

ARTÍCULO 17º. DE LAS INTERVENTORÍAS Y AUDITORÍAS QUE DESIGNE LA COMISIÓN NACIONAL DE REGALÍAS. La Comisión Nacional de Regalías con el fin de vigilar la utilización de los recursos provenientes de las participaciones de regalías y compensaciones, y de las asignaciones del Fondo Nacional de Regalías, podrá disponer la contratación de interventorías y auditorías para lo cual deberá tener en cuenta:

- a) Los interventores que designe el Director General deberán ser escogidos de acuerdo con las características del proyecto que se financie o cofinancie con recursos del Fondo Nacional de Regalías, o se ejecute con cargo a las regalías y compensaciones;
- b) Los auditores que designe el Director General deberán seleccionarse de acuerdo con los criterios que determine la Comisión Nacional de Regalías;
- c) Los interventores y auditores que contrate la Comisión Nacional de Regalías desempeñarán su función de acuerdo con los lineamientos generales que para el efecto le señale la Comisión Nacional de Regalías;
- d) Los interventores o auditores que contrate la Comisión Nacional de Regalías deberán evaluar la utilización de los recursos apoyándose en las interventorías designadas por las entidades ejecutoras de los proyectos, a que hace referencia el artículo 18 del presente decreto;
- e) En los contratos que se celebren con los interventores o auditores, se establecerán cláusulas que tengan por objeto señalar responsabilidades a su cargo, así como la obligación de constituir pólizas que garanticen el cumplimiento de sus obligaciones;
- f) Los interventores o auditores entregarán los informes al Director General, en los cuales deberán pronunciarse acerca del desempeño de las interventorías designadas por las entidades ejecutoras de los proyectos.

PARÁGRAFO. Para la contratación de las interventorías y auditorías por parte de la Comisión Nacional de Regalías se aplicarán los procedimientos de selección objetiva previstos en la Ley 80 de 1993 y sus normas reglamentarias,

237

ARTÍCULO 18º. DE LAS INTERVENTORÍAS QUE DESIGNEN LAS ENTIDADES EJECUTORAS. Las entidades ejecutoras de proyectos con cargo a recursos del Fondo Nacional de Regalías, de las regalías y compensaciones, designarán interventorías de acuerdo con las siguientes reglas:

- a) Las interventorías deberán ajustarse a los lineamientos generales que para el efecto señale la Comisión Nacional de Regalías;
- b) Para la contratación de las interventorías se aplicarán los procedimientos de selección objetiva previstos en la Ley 80 de 1993 y sus normas reglamentarias;
- e) En los contratos que se celebren con los interventores se establecerán cláusulas que tengan por objeto señalar responsabilidades a su cargo, así como la obligación de constituir pólizas que garanticen el cumplimiento de sus obligaciones.

CAPÍTULO V

De la planta de personal y disposiciones laborales

ARTÍCULO 19º. ADOPCIÓN DE LA NUEVA PLANTA DE PERSONAL. De conformidad con la organización interna prevista en el presente decreto, el Gobierno Nacional procederá a adoptar la nueva planta de personal.

ARTÍCULO 20º. ATRIBUCIONES DE LOS FUNCIONARIOS DE LA PLANTA DE PERSONAL ACTUAL. Los funcionarios de la planta de personal actual de la Comisión Nacional de Regalías continuarán ejerciendo sus funciones, hasta tanto sea adoptada su nueva planta de personal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo anterior, con excepción del cargo del interventor de petróleos y de los expertos del Comité Técnico.

ARTÍCULO 21º. DISPOSICIONES LABORALES. El Gobierno Nacional en el proceso de reestructuración, obrará con estricta sujeción a lo dispuesto en la Ley 443 de 1998 y sus decretos reglamentarios, garantizando los derechos de los servidores públicos.

ARTÍCULO 22º. VIGENCIA Y DEROGATORIAS. El presente Decreto rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*, y deroga todas las disposiciones que le sean

contrarias, y en especial el párrafo 1º del artículo 3º, los artículos 7º, 8º, 9º, 10, 11 y 12 de la Ley 141 de 1994, el artículo 6º de la Ley 344 de 1996, lo pertinente de los decretos reglamentarios 620 de 1995, y 507, el 1747 de 1995, y el Decreto 1080 de 1997.

PUBLÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en Santa Fe de Bogotá, D. C., a 29 de junio de 1999.

ANDRES PASTRANA ARANGO

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,
JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR.

El Ministro de Desarrollo Económico,
FERNANDO ARAÚJO PERDOMO.

El Ministro de Minas y Energía,
LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO.

El Ministro de Transporte,
MAURICIO CÁRDENAS SANTAMARÍA.

El Ministro del Medio Ambiente,
JUAN MAYR MALDONADO.

Departamento Nacional de Planeación,
JAIME RUIZ LLANO

Departamento Administrativo de la Función Pública,
MAURICIO ZULUAGA RUIZ.

DECRETO 1139 DE 1999

- Por el cual se dispone la escisión de CARBOCOL -

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

en ejercicio de las facultades extraordinarias otorgadas por el artículo 120 numeral 1º de la Ley 489 de 1998,

DECRETA:

ARTÍCULO 1º. - ORDEN DE ESCISIÓN. Ordénase la escisión de la empresa Carbo-
nes de Colombia S.A. Carbocol, sociedad con régimen de empresa industrial y comer-
cial del Estado.

**ARTÍCULO 2º. – TRANSFERENCIA DE DERECHOS Y OBLIGACIONES A MINER-
COL.** En virtud de la escisión pasarán en bloque y por ministerio de la ley a Minercol
los siguientes derechos y obligaciones de Carbocol:

- (i) El Aporte Minero, del cual es titular Carbocol;
- (ii) Los derechos sobre la reserva de los terrenos baldíos constituida a favor de Carbocol;
- (iii) Las obligaciones por pasivos pensionales o laborales no cubiertos por Carbocol;
- (iv) Las obligaciones indisolublemente vinculadas al Aporte Minero y a los derechos que sean transferidos a Minercol y
- (v) Los activos que no se transfieran a CERREJON ZONA NORTE S.A..

**ARTÍCULO 3º. – TRANSFERENCIA DE DERECHOS Y OBLIGACIONES A CERRE-
JÓN ZONA NORTE S.A.** En virtud de la escisión y por ministerio de la ley pasarán a
una sociedad denominada CERREJON ZONA NORTE S.A. que surge por razón de la
escisión, los siguientes derechos, bienes y obligaciones:

- (i) La concesión portuaria de Puerto Bolívar, con los derechos que para desarrollar proyectos mineros le corresponden, de acuerdo con las normas vigentes cuando se otorgó la concesión;
- (ii) Los derechos y obligaciones correspondientes al Contrato de Asociación suscrito entre Carbocol e Intercor, con sus modificaciones, excluyendo los que estén indisolublemente ligados al Aporte Minero;
- (iii) Los derechos y obligaciones correspondientes a los contratos para el acceso de terceros a la infraestructura suscritos por Carbocol con terceros;
- (iv) Las obligaciones registradas en la contabilidad de Carbocol, que no sean asumidas por la Nación ni hayan sido entregadas a Minercol,
- (v) Los derechos de Carbocol sobre los activos vinculados al desarrollo del proyecto del Cerrejón Zona Norte, y;
- (vi) Los demás derechos y obligaciones que se señalen en el acuerdo de escisión.

PARÁGRAFO 1º. - La transferencia a Minercol del Aporte Minero y de los derechos respecto de la reserva de terrenos baldíos no afectará el derecho a continuar la explotación de la mina y el uso de dichos terrenos que tenía Carbocol, el cual con sujeción a la ley, corresponderá a CERREJON ZONA NORTE S.A. y a las entidades con las cuales Carbocol había celebrado contratos para efectos de la explotación de la mina.

ARTÍCULO 4º. – PARTICIPACIÓN EN EL CAPITAL DE CERREJÓN ZONA NORTE S.A. Para efectos de determinar la participación en el capital de CERREJON ZONA NORTE S.A. de los accionistas de Carbocol y de la Nación, por razón de la escisión se procederá así:

- (i) Los bonos convertibles en acciones emitidos por Carbocol serán convertidos previamente a la formalización de la escisión, de acuerdo con la fórmula de conversión originalmente prevista para el efecto;
- (ii) Cumplido lo anterior, para determinar los derechos en el capital de CERREJON ZONA NORTE S.A. de los accionistas de Carbocol, se valorará la participación accionaria de dichos accionistas en Carbocol por el valor intrínseco de las acciones de dicha empresa, calculado con base en el patrimonio de la compañía antes de la escisión y antes de la asunción de obligaciones de Carbocol por parte de la Nación;

- (iii) Se asignará a los accionistas de Carbocol una participación en el capital de CERREJON ZONA NORTE S.A. que corresponda al valor de su participación en Carbocol, determinado como se señala en el numeral (ii) anterior, y
- (iv) Se asignarán acciones de CERREJON ZONA NORTE S.A. a la Nación por razón de la asunción de obligaciones a cargo de Carbocol por parte de la misma, tomando en cuenta el valor de dichas obligaciones.

ARTÍCULO 5º. - PROCEDIMIENTO DE ESCISIÓN. Para efectos de la orden contenida en el presente Decreto, los órganos máximos de Carbocol y Minercol adoptarán las determinaciones correspondientes, incluyendo el acuerdo de escisión, en un plazo de seis meses.

Los representantes legales de Carbocol y de Minercol suscribirán los documentos pertinentes, teniendo en cuenta lo previsto en el contrato de asociación entre Carbocol e Intercor y sus modificaciones, así como el hecho de que la transferencia opera por ministerio de la ley. En dichos documentos se precisarán las reglas que regirán las relaciones entre Carbocol y Minercol, se respetarán los derechos que le corresponden a Intercor y a terceros y, se cumplirán las obligaciones con los mismos. Los documentos que se otorguen para perfeccionar la escisión no generarán impuesto de timbre y para efectos notariales y de registro se considerarán actos sin cuantía.

En todo caso la transferencia que se realice en virtud de la escisión no requerirá ningún trámite o autorización adicional distinto a la aprobación del acuerdo de escisión por los órganos máximos de Minercol y Carbocol, el otorgamiento de la escritura pública respectiva y el registro correspondiente. No obstante lo anterior, cuando sea del caso, previamente a la aprobación del acuerdo de escisión se obtendrán las autorizaciones que se hayan previsto en los contratos de crédito.

ARTÍCULO 6º. - SITUACIÓN DE LOS TRABAJADORES. Dentro del proceso de escisión, se terminarán los contratos de trabajo con los trabajadores actuales de Carbocol que no se requieran y se les pagará la indemnización que corresponda, en los términos previstos en la ley y en la convención colectiva, cumpliendo los requisitos a que haya lugar.

Los activos que no deban transferirse a CERREJON ZONA NORTE S.A. se podrán enajenar para destinar su producto al pago de los derechos laborales a los trabajadores de Carbocol y garantizar el pago de los pasivos pensionales a través de los mecanismos autorizados por la ley.

ARTÍCULO 7º. - NATURALEZA JURÍDICA DE CERREJON ZONA NORTE S.A.. La sociedad CERREJON ZONA NORTE S.A. será una sociedad anónima del orden nacional vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio independiente.

Su domicilio principal será la ciudad de Santa Fe de Bogotá. La junta directiva podrá establecer sucursales en otras ciudades.

PARAGRAFO. En el evento de vinculación mayoritaria de capital privado a CERREJON ZONA NORTE S.A., la misma se sujetará a las reglas de las sociedades comerciales.

ARTÍCULO 8º. - OBJETIVO DE CERREJON ZONA NORTE S.A. El objetivo de la sociedad CERREJON ZONA NORTE S.A. será la participación en la explotación del Cerrejón Zona Norte en ejercicio de los derechos previstos en el contrato de asociación y sus modificaciones suscrito entre Carbocol e Intercor y la explotación de la concesión portuaria de Puerto Bolívar, así como participar en el desarrollo de proyectos carboníferos.

ARTÍCULO 9º. - ORGANOS DIRECTIVOS. La sociedad CERREJON ZONA NORTE S.A. tendrá las siguientes órganos directivos: Presidente, Junta Directiva y Asamblea de Accionistas.

La sociedad contará además con un revisor fiscal.

ARTÍCULO 10º. - ASAMBLEA DE ACCIONISTAS. La asamblea de CERREJON ZONA NORTE S.A. será el órgano máximo de la sociedad y cumplirá las funciones previstas por el Código de Comercio.

ARTÍCULO 11º. - JUNTA DIRECTIVA. La junta directiva estará presidida por el Ministro de Minas y Energía o su delegado y por cuatro miembros elegidos por la asamblea de accionistas.

La Junta Directiva cumplirá las funciones previstas en los estatutos.

ARTÍCULO 12º. - REPRESENTANTE LEGAL. La sociedad CERREJON ZONA NORTE S.A. tendrá un Presidente que actuará como su representante legal y será de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

ARTÍCULO 13º. - CAPITAL. El capital de CERREJON ZONA NORTE S.A. será el que se determine en el acuerdo de escisión tomando en cuenta el valor de los activos y pasivos que se transfieren de Carbocol.

Para el desarrollo de su objeto la sociedad contará con los bienes que se le transfieren en virtud de la escisión y por los demás que adquiera o se le aporten.

ARTÍCULO 14º.- VIGENCIA. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,
JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR

El Ministro de Minas y Energía,
LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO

El Director del Departamento Administrativo de la Función Pública,
MAURICIO ZULUAGA RUIZ

DECRETO 1129 DE 1999

- Por el cual se reestructura el Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química «INGEOMINAS» -

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA,

En ejercicio de las facultades permanentes que le confiere el artículo 189, numeral 16 de la Constitución política de Colombia y de conformidad con el artículo 54 de la Ley 489 de 1998

DECRETA:

I. DENOMINACIÓN, NATURALEZA JURÍDICA, DOMICILIO Y JURISDICCIÓN, OBJETIVO Y FUNCIONES.

ARTÍCULO 1º: DENOMINACION. El Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química - INGEOMINAS, se denominará en lo sucesivo Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear y continuará utilizando la sigla «INGEOMINAS».

ARTÍCULO 2º: NATURALEZA JURIDICA. El Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, es un establecimiento público del Orden Nacional, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio independiente, adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

ARTÍCULO 3º: DOMICILIO Y JURISDICCION. El Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, tendrá como domicilio la ciudad de Santafé de Bogotá, D.C., pero podrá establecer en el territorio nacional, las dependencias operativas y administrativas que sean necesarias para el logro de sus objetivos y el cumplimiento de sus funciones.

ARTÍCULO 4º: OBJETO. El Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, tiene como objeto realizar la investigación y generar la información básica para el conocimiento geocientífico y aprovechamiento del subsuelo del territorio Colombiano, lo cual involucra la investigación y el conocimiento de la evolución, la composición y la dinámica de la corteza terrestre, el inventario de zonas del subsuelo más favorables para la acumulación de hidrocarburos, minerales, carbones, fuentes de agua subterráneas y recursos geotérmicos, la investigación de procesos de aprovechamiento de estos recursos y de utilización de los materiales nucleares, así como la identificación y monitoreo de zonas sujetas a amenazas naturales y la evaluación de las restricciones de uso del territorio asociados a las condiciones geológicas.

ARTÍCULO 5º. - Para el cumplimiento del objetivo señalado en el artículo anterior, deberá levantar, compilar, integrar, validar y suministrar en forma automatizada y en estándares adecuados, información pertinente a la investigación y conocimiento del subsuelo, lo cual incluye información geológica, geofísica, geoquímica, geomecánica, así como también la relacionada con el inventario de recursos no renovables del subsuelo en el territorio colombiano; igualmente aquella información relativa al inventario y monitoreo de amenazas y procesos superficiales determinados por las condiciones geológicas del territorio.

ARTÍCULO 6º. - Adicionalmente la entidad deberá compilar, validar, proteger y mantener toda la información que exista sobre el subsuelo, para lo cual las entidades públicas tendrán la obligación de remitir al instituto la información básica que generen, sin perjuicio de los objetivos estratégicos y comerciales de cada una.

ARTÍCULO 7º: FUNCIONES. Para el cumplimiento de su objetivo, el Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, cumplirá las siguientes funciones:

- a) Proponer a las instancias pertinentes las políticas generales que en materia de investigación científica y tecnológica en las áreas geocientífica, minero - ambiental y nuclear, deba adoptar el Gobierno Nacional.

- b) Adelantar programas de reconocimiento, prospección, exploración básica y monitoreo del territorio, con fines multipropósitos, mediante un enfoque multidisciplinario, integral y sistémico.
- c) Desarrollar proyectos para investigar y modelar el subsuelo, e interpretar fenómenos o comportamientos físicos en determinadas regiones, áreas o blancos específicos en términos de las unidades de terreno o geoespaciales.
- d) Generar y difundir conocimientos e información sobre la evolución, composición y dinámica de la corteza en el territorio Colombiano.
- e) Generar y difundir conocimientos e información sobre el potencial de recursos del subsuelo.
- f) Adelantar las actividades relacionadas con la caracterización y procesos de materiales nucleares y la evaluación de los riesgos asociados.
- g) Expedir los conceptos y prestar los servicios técnicos a que haya lugar, relacionados con el uso, aplicación, manejo, comercialización, importación, transporte y disposición de materiales radiactivos.
- h) Generar conocimientos e información sobre el inventario, monitoreo y evaluación de las amenazas y procesos determinados por las condiciones geológicas del territorio.
- i) Generar conocimientos e información sobre el potencial geológico minero y de uso del subsuelo.
- j) Desarrollar un programa de captura, compilación y validación de la información y conocimientos del subsuelo generados por otras entidades públicas.
- k) Desarrollar, cuidar y mantener el Archivo Nacional de datos e información y conocimiento del subsuelo, mediante sistemas automatizados y georeferenciados.
- l) Desarrollar el Sistema Nacional de Información Geocientífica, como parte integral de un Sistema Nacional de Información Geográfica del Territorio Colombiano.

- m) Generar y difundir productos de información y conocimiento del subsuelo, como base para promover la exploración y explotación de recursos minerales y la toma de decisiones en relación con proyectos de desarrollo y el ordenamiento territorial.
- n) Responder, en forma integral y global, por la información geocientífica básica del subsuelo, incluyendo aquella necesaria para la toma de decisiones en el Sistema Nacional Ambiental y en el sector de Prevención y Atención de Desastres.
- o) Proporcionar, cuando sea necesario, la información pertinente a la evaluación técnica económica de proyectos de inversión en el sector minero - energético.
- p) Prestar servicios de asesoría y de asistencia científica y tecnológica en los temas de su competencia al Gobierno Nacional, a los entes públicos y al sector privado.
- q) Desarrollar actividades de ciencia y tecnología relacionadas con el objeto del Instituto.
- r) Establecer redes de información científica y tecnológica.
- s) Crear, fomentar e implementar sistemas de gestión de calidad.
- t) Negociar, aplicar y adoptar tecnologías nacionales y extranjeras para el cumplimiento de sus funciones.
- u) Asesorar la negociación, aplicación y adaptación de tecnologías nacionales y extranjeras.
- v) Las demás que le señale la ley y los estatutos.

248

II. DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN

ARTÍCULO 8º: DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN. La Dirección y Administración del Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, estará a cargo del Consejo Directivo y del Director General.

Consejo Directivo

ARTÍCULO 9º: El Consejo Directivo estará integrado por:

- a) El Ministro de Minas y Energía o el Viceministro de Minas, quien lo presidirá.
- b) El Ministro del Medio Ambiente o su delegado.
- c) El Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol o su delegado
- d) El Presidente de Empresa Nacional Minera - Minercol o su delegado.
- e) Un representante del Presidente de la República, con su respectivo suplente, designados para períodos de dos (2) años.

ARTÍCULO 10º: Son funciones del Consejo Directivo del Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, además de las establecidas en la Ley y en sus estatutos, las siguientes:

- a) Formular la política general del organismo, los planes y programas que, conforme a la Ley Orgánica de Planeación y a la Ley Orgánica del Presupuesto, deban proponerse para su incorporación a los planes sectoriales y a través de éstos, al Plan Nacional de Desarrollo.
- b) Formular la política de mejoramiento continuo de la entidad, así como los programas orientados a garantizar el desarrollo administrativo.
- c) Conocer de las evaluaciones de ejecución presentadas por la administración de la entidad.
- d) Proponer al Gobierno Nacional las modificaciones a la estructura orgánica del Instituto.
- e) Adoptar los estatutos internos de la entidad y cualquier reforma que a ellos se introduzca, de conformidad con las normas legales vigentes.
- f) Aprobar el proyecto de presupuesto anual del Instituto.
- g) Las demás que les señale la ley y los estatutos internos.

249

Del Director General

ARTÍCULO 11º: DESIGNACIÓN DEL DIRECTOR. El Director General del Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, será agente del Presidente de la República, de su libre nombramiento y remoción.

ARTÍCULO 12º: CALIDAD Y FUNCIONES DEL DIRECTOR. El Director del Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, será el representante legal de la entidad, celebrará en su nombre los actos y contratos necesarios para el cumplimiento de sus objetivos y funciones, tendrá su representación judicial y extrajudicial y podrá nombrar los apoderados especiales que demande la mejor defensa de los intereses del organismo.

En particular tendrá asignadas las siguientes funciones:

- a) Dirigir, coordinar, vigilar y controlar la ejecución de las actividades del Instituto
- b) Rendir informes generales o periódicos y particulares al Ministro de Minas y Energía y al Consejo Directivo, sobre las actividades desarrolladas y las medidas adoptadas que puedan afectar el curso de la política del Instituto.
- c) Delegar en los funcionarios de la entidad el ejercicio de algunas funciones, cuando la Constitución, la ley o los estatutos lo permitan.
- d) Nombrar y remover el personal, efectuar los traslados, ascensos y remociones y aplicar el régimen disciplinario, con arreglo a las normas vigentes.
- e) Proponer al Gobierno Nacional la organización interna y la planta de personal del Instituto.
- f) Informar al Consejo Directivo sobre los contratos, convenios o negocios de la entidad cuya cuantía exceda la suma que el Consejo Directivo determine.
- g) Crear y organizar con carácter permanente o transitorio grupos internos de trabajo.
- h) Distribuir los cargos de la planta de personal global de acuerdo con la estructura, las necesidades de la organización y sus planes y programas.

- i) Dirigir y coordinar lo relacionado con el control interno y disciplinario de la entidad.
- j) Las demás que se relacionen con la organización y funcionamiento de la entidad y no estén expresamente atribuidas a otra autoridad y las que le asigne el Consejo Directivo.

ARTÍCULO 13º: AREAS DE TRABAJO. Para el cumplimiento de los objetivos, así como para el desarrollo de sus funciones, el Instituto agrupará sus actividades en las siguientes áreas de trabajo: Reconocimiento Geocientífico del Territorio Colombiano; Prospección e Inventario de Recursos del Subsuelo; Inventario y Monitoreo de Amenazas Geológicas del Territorio; y Diseño y Desarrollo del Servicio de Información Geocientífica.

III. BIENES E INGRESOS

ARTÍCULO 14º: BIENES E INGRESOS. Los bienes e ingresos del Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero - Ambiental y Nuclear - INGEOMINAS, estarán constituidos por los bienes que como persona jurídica adquiera a cualquier título y por los ingresos que reciba de conformidad con las leyes vigentes:

- a) Todos los bienes y rentas que en la fecha de expedición del presente Decreto pertenezcan al Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química - INGEOMINAS.
- b) Las partidas que se incluyan anualmente en el presupuesto General de la Nación y de las entidades territoriales con destino al Instituto.
- c) Los ingresos que obtenga por cualquier concepto en desarrollo de sus funciones, por la venta de productos de información y por la prestación de servicios, así como por las utilidades y rendimientos financieros que se deriven de las operaciones que realice.
- d) Los bienes muebles e inmuebles, donaciones, créditos que adquiera a cualquier título y recursos que obtenga en el mercado de capitales.

- e) Los fondos provenientes de los acuerdos de asistencia financiera y cooperación técnica que se celebren con personas u organismos nacionales o extranjeros.

VI. DISPOSICIONES VARIAS

ARTÍCULO 15º: SUBROGACIÓN. A partir de la vigencia del presente derecho, el Instituto, con la nueva denominación de que trata el artículo primero, se subroga en todos los derechos y obligaciones del Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química - INGEOMINAS

ARTÍCULO 16º: ADOPCIÓN DE LA ESTRUCTURA INTERNA. De conformidad con la estructura determinada en el presente decreto, el Gobierno Nacional procederá a adoptar la estructura interna y la planta de personal de la entidad.

ARTÍCULO 17º: VIGENCIA. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a

252

Ministro de Hacienda y Crédito Público
JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR

Ministro de Minas y Energía
LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO

Director del Departamento Administrativo de la Función Pública,
MAURICIO ZULÚAGA RUIZ

DECRETO 1171 DE 1999

Por el cual se ordena la creación de una empresa de servicios públicos

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA,

En ejercicio de las facultades extraordinarias otorgadas por el artículo 167, párrafo 1 de la Ley 142 de 1995

DECRETA:

ARTÍCULO 1º: Ordénese la creación de una empresa de servicios públicos en los términos establecidos en el párrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994. Para tal efecto el Minsiterio de Minas y Energía deberá expedir los actos y promover la celebración de los acuerdos, convenios y actos que resulten necesarios para la creación y constitución de dicha empresa.

ARTÍCULO 2º: Las funciones atribuidas al centro Nacional de Despacho por la Ley 142 de 1994 y 143 de 1994 y demás normas aplicables, continuaran siendo ejercidas por una dependendica interna de Interconexion Electrica S.A Esp hasta tanto la nueva empresa pueda ejercerlas.

PUBLIQUESE Y CUMNPLASE.

Dado en Santa Fe de Bogotá, D.C.; al 29 de junio de 1999-08-01

ANDRES PASTRANA ARANGO

Ministro de Hacienda y Crédito Público
JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR

Ministro de Minas y Energía
LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO

Director del Departamento Administrativo de la Función Pública,
MAURICIO ZULÚAGA RUIZ

253

DECRETO 1161 DE 1999

Por el cual se reestructura y transforma la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica – CORELCA –

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de las facultades extraordinarias otorgadas por el artículo 120 de la Ley 489 de 1998

DECRETA:

CAPÍTULO I

ARTÍCULO 1º. NATURALEZA JURÍDICA. Transfórmase la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA, empresa industrial y comercial del Estado del orden nacional, reestructurada por el Decreto 2121 de 1992, en una empresa de servicios públicos oficial, cuyo funcionamiento y organización se regirá además de la ley 142 de 1994 y demás normas legales pertinentes, por los estatutos sociales de la entidad. Parágrafo: El representante legal de CORELCA deberá elevar a escritura pública los estatutos sociales y realizar la correspondiente inscripción en la Cámara de Comercio del domicilio social dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a la publicación del presente decreto.

Por consiguiente, a partir de la fecha de la escritura de transformación ordenada por el presente Decreto, dicha empresa utilizará para todos los efectos, la denominación Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. ESP- CORELCA S.A. ESP.

ARTÍCULO 2º. - DOMICILIO: La empresa que se constituya tendrá su domicilio principal en la ciudad de Barranquilla y podrá extender su radio de actividad dentro y fuera del territorio de la República de Colombia.

ARTÍCULO 3º. - DURACIÓN: El término de duración de la sociedad será indefinido,

ARTÍCULO 4º. - OBJETO: El objeto principal de la sociedad consiste en la prestación de los servicios públicos de generación y comercialización de energía eléctrica.

CAPÍTULO II

ÓRGANOS DE DIRECCION Y ADMINISTRACIÓN.

ARTÍCULO 5º. - DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN: La dirección, administración y representación de la sociedad serán ejercidas por los siguientes órganos principales:

- a) La Asamblea General de Accionistas;
- b) La Junta Directiva y
- c) El Presidente.

PARÁGRAFO 1º. – Mientras la sociedad tenga la condición de empresa oficial de servicios públicos se mantendrá la estructura prevista en el presente Artículo 5º.

PARÁGRAFO 2º. – Los miembros de la Junta Directiva serán designados por el Presidente de la República.

ARTÍCULO 6º. - VIGILANCIA Y FISCALIZACIÓN: Sin perjuicio de la vigilancia que corresponde ejercer a la Contraloría General de la Nación, la vigilancia y fiscalización de la administración de la sociedad corresponden a:

- a) El Revisor Fiscal y
- b) La Auditoría Externa.

CAPÍTULO III

DISPOSICIONES LABORALES

ARTÍCULO 7º. SUPRESIÓN DE CARGOS: Dentro del término de cuarenta y cinco días (45), contados a partir de la publicación del presente Decreto, la Junta Directiva de CORELCA procederá a suprimir mínimo cuatrocientos (400) cargos.

A los trabajadores oficiales cuyos contratos de trabajo se terminen en virtud de la supresión del cargo, se les pagará la indemnización que corresponda en los términos previstos en la ley o en la convención colectiva de trabajo, cumpliendo con los requisitos a que haya lugar.

ARTÍCULO 8º. TERMINACIÓN DE LA VINCULACIÓN: La supresión de un cargo dará lugar a la terminación de los contratos de trabajo de los trabajadores oficiales y del vínculo legal y reglamentario de los empleados públicos, sin que se requiera autorización o intervención de autoridad alguna, salvo los tramites relacionados con el fuero sindical.

ARTÍCULO 9º. PROGRAMA DE CAPACITACIÓN LABORAL: Durante un término de seis (6) meses contados a partir del presente Decreto, CORELCA ofrecerá programas de capacitación laboral a los trabajadores a quienes se les suprime el cargo, los cuales son de voluntaria aceptación por parte de los trabajadores.

El contrato de trabajo o el vínculo legal y reglamentario, según sea el caso, podrá terminar según lo dispuesto en el presente Decreto, aún cuando el programa de capacitación laboral no haya finalizado.

CAPÍTULO IV

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 10º. SUBROGACIÓN DE BIENES, DERECHOS Y OBLIGACIONES. En desarrollo del proceso de reestructuración, la Nación asumirá única y exclusivamente los pasivos y activos que se relacionan a continuación:

Bienes, Derechos y Obligaciones que se transfieren a la Nación:

- a) Servicio de la Deuda: Las obligaciones financieras de CORELCA, serán asumidas por la Nación, en sus respectivas monedas de origen, y con los siguientes saldos estimados en pesos colombianos a 31 de marzo de 1.999:

Entidad	Crédito Número	Valor
Financiera Energética Nacional – FEN	FB-02	5,270,697,943
Financiera Energética Nacional – FEN	FH-007	48,617,490,188
Financiera Energética Nacional – FEN	FCH-004	26,959,448,620
Financiera Energética Nacional – FEN	FCH-006	38,725,194,361
Financiera Energética Nacional – FEN	FEX 007	11,078,996,496
Financiera Energética Nacional – FEN	FEX 012	1,114,793,170
Financiera Energética Nacional – FEN	CE 20405	637,740,380
Financiera Energética Nacional – FEN	CE 20437	44,500,000,000
Financiera Energética Nacional – FEN	CE 20453	68,898,000,000
Financiera Energética Nacional – FEN	CE 20479	93,414,000,000
Financiera Energética Nacional – FEN	CE 20493	92,655,940,000
ISAGEN	Crédito Termochinú	25,344,710,892
ISAGEN	Crédito BID 540	79,791,451,613
Bayerische Landesbank		35,885,223,587
TOTAL		572,893,687,250

- a) Bonos pensionales: Con el fin de satisfacer las obligaciones correspondientes a bonos pensionales a cargo de CORELCA, las mismas serán asumidas por la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público, a través del Fondo de Reservas para Bonos Pensionales.
- b) Las acciones y los depósitos aprovisionados para futura suscripción de acciones de las siguientes empresas: Archipiélago's Power & Light Company S.A. ESP, Electrificadora de la Guajira S.A. ESP, Electrificadora del Magdalena S.A. ESP,

Electrificadora del Cesar S.A. ESP, Electrificadora de Bolívar S.A. ESP, Electrificadora del Atlántico S.A. ESP, Electrificadora de Sucre S.A. ESP, Electrificadora de Córdoba S.A. ESP, Electrificadora de Magangué S.A. ESP, Electrificadora de la Costa S.A. ESP y Electrificadora del Caribe S.A. ESP.

- c) Las acciones que posee CORELCA en la Financiera Energética Nacional S.A. FEN y en la Empresa Multipropósito de Urrá S.A.

ARTÍCULO 11º. El plazo máximo para que proceda la transformación y reestructuración de la empresa, será de 45 días hábiles contados a partir de la publicación de este Decreto.

ARTÍCULO 12º. VIGENCIA. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en Santa Fe de Bogotá, D.C., a

Ministro de Hacienda y Crédito Público
JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR

Ministro de Minas y Energía
LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO

258

DECRETO 1140 DE 1999

- Por el cual se transforma el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL - en el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas -

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de las facultades permanentes que le confiere el artículo 189, numeral 16 de la Constitución política de Colombia y de conformidad con el artículo 54 de la Ley 489 de 1998

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- NATURALEZA JURÍDICA. El INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE será un Establecimiento Público del Orden Nacional, vinculado al Ministerio de Minas y Energía con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio e independiente, constituido con fondos públicos. La dirección y administración estará a cargo de un Consejo Directivo y de un Director. Su domicilio principal será en la ciudad de Santa Fe de Bogotá D.C..

ARTÍCULO 2º.- OBJETO.- Su objeto social será la identificación, planificación y promoción de soluciones energéticas integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las zonas no interconectadas del país.

ARTÍCULO 3º.- FUNCIONES. Para el cumplimiento de su objetivo el INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE desarrollará las siguientes funciones generales:

- a) Ejecutar los lineamientos y las políticas del Ministerio de Minas y Energía, a través de los planes, programas y proyectos de infraestructura energética, tendientes a incentivar los procesos productivos y a elevar la calidad de vida de las poblaciones de su jurisdicción, de manera tecnológica, económica, ambiental y socialmente sostenible.

259

- b) Adelantar investigaciones, estudios y análisis que permitan realizar un diagnóstico de las necesidades energéticas de las regiones que constituyen las zonas no interconectadas en el país. El diagnóstico incluye los siguientes aspectos:
- (i) Estudiar la situación económica regional, incluyendo análisis de los recursos naturales y de la situación agropecuaria y agroindustrial.
 - (ii) Evaluar técnica, energética y ambientalmente los métodos locales de producción económica y su potencial de aprovechamiento energético coherente con los planes regionales.
 - (iii) Realizar un estudio de demanda y necesidades de energía
 - (iv) Evaluar los recursos energéticos disponibles en la zona, así como las opciones tecnológicas más convenientes para la energización de la región.
 - (v) Evaluar la capacidad de pago de los posibles usuarios
 - (vi) Analizar las formas organizativas y experiencias de participación comunitaria para vincularlas a la gestión energética de la zona.
- c) Coordinar conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y demás entidades del Estado encargadas de ejecutar obras y proyectos de desarrollo territorial, la ejecución de los proyectos identificados por el Instituto y/o por las comunidades y autoridades territoriales, de acuerdo a las políticas y prioridades establecidas por el Gobierno Nacional.
- d) Elaborar conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y los entes territoriales, los planes, programas y proyectos de la infraestructura energética para las zonas no interconectadas.
- e) Adelantar los estudios necesarios que definan las características técnicas y económicas de una solución energética integral que satisfaga las necesidades de la zona de forma económica, eficiente y autosostenible.
- f) Adelantar estudios sobre la viabilidad técnica y financiera de los proyectos a ejecutar.
- g) Adelantar estudios de análisis de proyectos de inversión con el fin de determinar el esquema más conveniente de ejecución de los proyectos, la gestión de

diversas fuentes de financiación, el fomento de la participación del sector privado en la ejecución y administración de los proyectos y los mecanismos de organización y participación de la comunidad en la ejecución, operación y mantenimiento de la infraestructura energética, que garanticen la prestación del servicio de energía de manera eficiente y autosostenible.

- h) Adelantar, en desarrollo de convenios con los entes territoriales, la ejecución y supervisión de las obras que requiera la infraestructura energética de su competencia
- i) Celebrar todo tipo de negocios, contratos y convenios que se requieran para el cumplimiento de su objetivo.
- j) Asesorar y prestar apoyo técnico a las organizaciones o entidades comunitarias encargados de la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura energética, cuando ellas lo soliciten.
- k) Prestar asesoría, conjuntamente con organizaciones internacionales, en materia de mecanismos y esquemas de participación comunitaria para la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura energética
- l) Presentar al Ministerio de Minas y Energía el presupuesto de los recursos que se requieran para otorgar los subsidios de ley para las zonas no interconectadas.
- m) Las demás que se le asignen y correspondan a la naturaleza de sus funciones.

ARTÍCULO 4º.- FUNCIONES Y CONFORMACIÓN COMITÉ TÉCNICO INTERINSTITUCIONAL.- El Comité Técnico Interinstitucional tendrá como función la evaluación y aprobación de los proyectos que presente el Instituto para ser promocionados por el mismo. El Comité Técnico Interinstitucional estará conformado por profesionales técnicos, designados por los representantes legales de:

- (i) Unidad de Planeación Minera Energética UPME
- (ii) Ministerio de Minas y Energía
- (iii) Departamento Nacional de Planeación

Los miembros del Comité, de común acuerdo podrán invitar un representante de las empresas, asociaciones o gremios del área energética y/o un invitado de entidades de investigación, de acuerdo a las necesidades surgidas por el tipo de proyecto a desarrollar, para que participe con voz pero sin voto a las deliberaciones del mismo.

La Presidencia del Comité será rotativa y la Secretaría Técnica del Comité, estará a cargo del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS - IPSE.

ARTÍCULO 5º. – RECURSOS .- El INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS - IPSE contará con los siguientes recursos:

- a) Los recursos que actualmente posee el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica –ICEL
- b) Los recursos de la Nación que se le asignen al INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE
- c) Los aportes, donaciones y demás contribuciones que reciba.
- d) Los recursos de créditos
- e) Los ingresos provenientes de la venta de sus activos y derechos

ARTÍCULO 6º. – DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN.- La dirección y administración del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE está a cargo del Consejo Directivo y el Director General. La Representación Legal está a cargo del Director General, quien es agente del Presidente de la República, de su libre nombramiento y remoción.

ARTÍCULO 7º. – ORGANIZACIÓN INTERNA.- La organización interna del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE será la siguiente:

1. Consejo Directivo
2. Despacho del Director.
- 2.1. Oficina de Planeación
- 2.2. Oficina Jurídica
3. Secretaría General
4. Subdirección de Concesiones y Administración de Contratos.

ARTÍCULO 8º. – CONSEJO DIRECTIVO.- INTEGRACIÓN.- La Consejo Directivo del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS - IPSE estará integrada por 5 miembros, así:

- (i) El Ministro de Minas y Energía o su delegado, quien lo presidirá
- (ii) El Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado
- (iii) El Jefe del Departamento Nacional de Planeación o su delegado
- (iv) El Director de la Unidad de Planeación Minero - Energética UPME o su delegado.
- (v) El Decano de la Facultad de Ingeniería de alguna de las universidades del país, elegido por el Presidente de la República.

El Director General del Instituto, asistirá a las reuniones de la Junta Directiva con derecho a voz.

ARTÍCULO 9º. – FUNCIONES DEL CONSEJO DIRECTIVO.- Son funciones del Consejo Directivo del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE, además de las establecidas en el artículo 76 de la Ley 489 de 1998, las siguientes:

- a) Orientar y definir la política general del Instituto
- b) Controlar el funcionamiento general del Instituto y verificar su conformidad con los planes, programas, orientaciones y políticas adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía
- c) Aprobar el anteproyecto de presupuesto de la entidad y sus modificaciones, de conformidad con la ley
- d) Autorizar al Director General la ejecución de proyectos, cuya cuantía exceda la suma que el mismo Consejo determine
- e) Adoptar los estatutos internos de la entidad y cualquier reforma que a ellos se introduzca
- f) Las demás que le señale la ley y los estatutos internos

ARTÍCULO 10º.- DESPACHO DEL DIRECTOR.- Son funciones del Despacho del Director las siguientes:

- a) Dirigir, orientar, coordinar, vigilar y ejecutar las funciones que le son asignadas de manera general al Instituto, en este decreto y en la Ley.
- b) Dirigir, coordinar y vigilar la gestión de todas las dependencias del Instituto.
- c) Dirigir y orientar la formulación de los planes, programas y proyectos del Instituto, en coordinación con las entidades encargadas de ejecutar obras y proyectos de desarrollo territorial.
- d) Proponer para la aprobación del Gobierno Nacional la organización interna y la planta de personal de la entidad
- e) Presentar al Consejo Directivo los proyectos de contratos de concesión o cualquier otro contrato de infraestructura energética
- f) Suscribir a nombre del Instituto los contratos relativos a asuntos propios del Instituto conformidad con la Ley y las Normas vigentes.
- g) Vigilar la ejecución del presupuesto correspondiente al Instituto. Revisar y aprobar las solicitudes que envíe el Instituto a la Dirección General de Presupuesto en relación con el presupuesto de la entidad.
- h) Presentar al Consejo Directivo informes periódicos sobre la gestión general del Instituto y sobre asuntos específicos.
- i) Declarar las emergencias energéticas que se presenten en el área de su competencia
- j) Ejecutar los planes, programas y proyectos elaborados para el cumplimiento de los objetivos del Instituto
- k) Revisar y aprobar los anteproyectos del presupuesto de inversión y de funcionamiento, incluyendo los recursos del crédito público interno y externo que se contemplan para el Instituto.

264

- l) Adelantar las gestiones necesarias para garantizar el cierre financiero de los proyectos del Instituto
- m) Crear y organizar con carácter permanente o transitorio grupos internos de trabajo con el fin de atender las necesidades del servicio y cumplir con eficacia y eficiencia los objetivos, políticas y programas de la entidad.
- n) Distribuir los cargos de la planta de personal global de acuerdo con la estructura, las necesidades de la organización y sus planes y programas.
- o) Dirigir y coordinar lo relacionado con el control interno y disciplinario, y el control interno de la entidad.
- p) Las demás que le sean asignadas por la Ley, los Estatutos y el Consejo Directivo.

ARTÍCULO 11º. – OFICINA JURÍDICA. La Oficina Jurídica tendrá las siguientes funciones:

- a) Conceptuar sobre los asuntos que en materia jurídica le sometan las distintas dependencias de la entidad;
- b) En ejercicio de esta función, deberá recibir y tramitar, según su naturaleza, las solicitudes que se le formulen, en ejercicio del derecho de petición;
- c) Colaborar en la elaboración de la normatividad que desarrolle los mandatos constitucionales y legales relacionados con la entidad;
- d) Asesorar al Director y a las demás dependencias de la entidad en la interpretación de las normas constitucionales y legales y en los asuntos de carácter jurídico de la entidad;
- e) Resolver las consultas formuladas por los organismos públicos y privados, así como los usuarios y particulares, de conformidad con las normas que rigen los servicios y funciones de la entidad;
- f) Representar jurídicamente a la entidad en los procesos que se instauren en su contra o que esta promueva;

265

- g) Elaborar y presentar al Director proyectos e iniciativas legales relacionados con la misión institucional de la entidad;
- h) Elaborar, estudiar y conceptuar sobre los actos administrativos que deba expedir o proponer la entidad y sean sometidos a su consideración;
- i) Recopilar las normas legales, los conceptos, la jurisprudencia y la doctrina relacionados con la actividad de la entidad y velar por su difusión y actualización;
- j) Coordinar el desarrollo de las investigaciones que en el campo jurídico requiera la entidad;
- k) Desempeñar las funciones que le sean delegadas por el Director y las que le señale la Ley o el reglamento.

ARTÍCULO 12º. FUNCIONES DE LA SECRETARÍA GENERAL. La Secretaría General tendrá las siguientes funciones:

- a) Asesorar al Director en la formulación de políticas, normas y procedimientos para la administración de recursos humanos, físicos, económicos y financieros de la entidad;
- b) Coordinar y programar las actividades de administración de personal, seguridad industrial y relaciones laborales del personal, de acuerdo con las políticas de la entidad y las normas legales vigentes establecidas sobre la materia;
- c) Dirigir los programas de selección, inducción, capacitación y calidad laboral de los empleados de la entidad, en coordinación con la Escuela de Alto Gobierno, de conformidad con las normas legales vigentes;
- d) Coordinar la realización de estudios sobre planta de personal y mantener actualizado el manual específico de funciones y requisitos de la entidad;
- e) Dirigir la elaboración de manuales de procedimiento, en coordinación con las diferencias dependencias de la entidad con el fin de racionalizar la gestión y los recursos de la entidad;

266

- f) Dirigir y controlar los procesos administrativos y financieros de la entidad en todos los niveles;
- g) Programar en coordinación con las dependencias competentes los procesos de licitación, contratación, adquisición, almacenamiento y custodia de bienes y materiales;
- h) Proponer y ejecutar las políticas, planes, programas y demás acciones relacionadas con la gestión financiera y presupuestal de la entidad;
- i) Elaborar el proyecto de presupuesto de funcionamiento y de inversión y el programa anual de caja que deba adoptar la entidad;
- j) Dirigir la elaboración del plan financiero de fuentes y utilización de recursos de la entidad, efectuar su seguimiento y proponer los correctivos necesarios;
- k) Proponer al Director los cambios que se consideren pertinentes para mejorar la gestión presupuestal y financiera de la entidad;
- l) Coordinar y controlar la adecuada prestación de los servicios generales para el correcto funcionamiento del Ministerio;
- m) Controlar los inventarios de elementos devolutivos y de consumo y coordinar la elaboración del programa anual de compras;
- n) Velar por la debida aplicación del Sistema de Desarrollo Administrativo, relacionado con las políticas, estrategias, metodologías, técnicas y mecanismos de carácter administrativo y organizacional para la gestión y el manejo de los recursos humanos, técnicos, materiales, físicos y financieros de la entidad orientados a fortalecer la capacidad administrativa y el desempeño institucional, de conformidad con las normas legales vigentes;
- o) Coordinar que las quejas y reclamos presentadas por los ciudadanos en relación con la misión de la entidad, sean atendidas de manera oportuna y eficiente;
- p) Velar por el buen manejo y seguridad de la información sistematizada de la entidad;

267

- q) Asesorar y apoyar a las diferentes dependencias en técnicas y metodologías para el desarrollo de sistemas computarizados y procesos organizacionales;
- r) Promover el desarrollo e implementación de programas sistematizados;
- s) Preparar el plan operativo y los planes indicativos y de gestión;
- t) Las demás inherentes a su naturaleza y las que le sean asignadas por las normas legales.

ARTÍCULO 13º - OFICINA DE PLANEACIÓN. Son funciones de la Oficina de Planeación las siguientes:

- a) Adelantar investigaciones, estudios y análisis para diagnosticar las necesidades energéticas de las regiones que constituyen las zonas no interconectadas del país. En cumplimiento de esta función, para cada una de las zonas de su jurisdicción, deberá:
 - Estudiar la situación económica regional, incluyendo análisis de los recursos naturales y de la situación agropecuaria y agroindustrial.
 - Evaluar técnica, energética y ambientalmente los métodos locales de producción económica y su potencial de aprovechamiento energético coherente con los planes regionales.
 - Realizar un estudio de demanda y necesidades de energía
 - Evaluar los recursos energéticos disponibles en la zona, así como las opciones tecnológicas más convenientes para la energización de la región.
 - Evaluar la capacidad de pago de los posibles usuarios a atender.
 - Analizar las formas organizativas y experiencias de participación comunitaria, para vincularlas a la gestión energética de la zona.
- b) Elaborar conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y los entes territoriales, los planes, programas y proyectos de la infraestructura energética para las zonas no interconectadas.
- c) Adelantar los estudios de análisis e identificación de proyectos de inversión que definan las características de una solución energética integral que satisfaga las

268

necesidades de las zonas de forma económica, eficiente y autosostenible; determinando lo siguiente:

- El esquema contractual más conveniente de ejecución de los proyectos.
 - El esquema financiero adecuado para la ejecución de los proyectos.
 - La gestión de diversas fuentes de financiación.
 - El fomento de la participación del sector privado en la ejecución y administración de los proyectos.
 - Los mecanismos de organización y participación de la comunidad en la ejecución, operación y mantenimiento de la infraestructura energética, que garanticen la prestación del servicio de energía de manera eficiente y autosostenible.
- b) Prestar asesoría, conjuntamente con organizaciones internacionales, en materia de mecanismos y esquemas de participación comunitaria para la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura energética.
 - c) Proponer el Plan de Acción de la entidad, evaluar sus resultados y proponer los ajustes necesarios.
 - d) Las demás inherentes a la naturaleza de la dependencia y las que le sean asignadas por las normas legales.

ARTÍCULO 14º. – SUBDIRECCIÓN DE CONCESIONES Y ADMINISTRACION DE CONTRATOS. La Subdirección de Concesiones y Administración de Contratos tendrá las siguientes funciones:

- a) Coordinar conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y demás entidades del Estado encargadas de ejecutar obras y proyectos de desarrollo territorial, la ejecución de los proyectos energéticos identificados por el Instituto y/o por las comunidades y autoridades territoriales, de acuerdo a las políticas y prioridades establecidas por el Gobierno Nacional.
- b) Adelantar, en desarrollo de convenios con los entes territoriales, la ejecución y supervisión de las obras que requiera la infraestructura energética de su competencia

269

- c) Asesorar al Despacho del Director en todo lo relacionado con la celebración de cualquier tipo de negocios, contratos y convenios que se requieran para el cumplimiento del objetivo del Instituto.
- d) Asesorar y prestar apoyo técnico a las organizaciones o entidades comunitarias encargados de la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura energética, cuando ellas lo soliciten.
- e) Asesorar en la conformación de empresas de servicios públicos que operen en las zonas no interconectadas, a las cuáles se les podrán transferir a título de aporte de capital o en concesión los activos de propiedad del Instituto.
- f) Las demás que se le asignen y correspondan a la naturaleza de sus funciones.

ARTÍCULO 15º – TRANSITORIO. CONTRATOS PERFECCIONADOS. Los contratos que hayan sido perfeccionados con cargo al presupuesto del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica – ICEL y que no correspondan al objetivo y funciones del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE, se seguirán ejecutando hasta el vencimiento de los mismos.

ARTÍCULO 16º – EJECUCIÓN DE OBRAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE ENERGÍA. La construcción de la infraestructura de energía no podrá ser ejecutada en forma directa por el INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS; en consecuencia en todos los casos éste deberá contratarla.

ARTÍCULO 17º – MEDIDAS TRANSITORIAS. Créase la Subdirección Transitoria que operará durante un término máximo de un (1) año, como dependencia del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS - IPSE, la cual se encargará de proponer a consideración del Consejo Directivo los mecanismos de transición y adelantarlos una vez sean aprobados. El Gobierno Nacional elaborará un plan de reestructuración y transformación de acuerdo a los siguientes lineamientos: a) A partir de la vigencia del presente decreto, el INSTITUTO DE PLANIFICA-

CIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE no podrá adquirir compromisos de ejecución de obra directa, por tanto se debe contemplar un procedimiento gradual de liquidación de actividades de construcción, interventoría, operación y mantenimiento de la infraestructura energética actual, b) Dentro del proceso de reestructuración se procederá a suprimir los empleos o cargos desempeñados por empleados públicos y trabajadores oficiales que no fueren necesarios para el funcionamiento del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS y c) Durante el período transitorio, el Instituto desarrollará los esquemas para enajenar los activos que dispone, así como establecerá los mecanismos para aplicar las mencionadas estructuras cuando se concluyan los proyectos que actualmente adelanta.

ARTÍCULO 18º – PROHIBICIONES. Una vez concluido el período transitorio, el INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS – IPSE no podrá tener dentro de sus activos, estructuras energéticas de generación, transmisión y/o distribución.

ARTÍCULO 19º – VIGENCIA. - El presente decreto rige a partir de la fecha de publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Santa Fe de Bogotá D.C., a

JUAN CAMILO RESTREPO SALAZAR
Ministro de Hacienda y Crédito Público

LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO
Ministro de Minas y Energía

MAURICIO ZULÚAGA RUÍZ
Director del Departamento Administrativo de la Función Pública

DECRETO 1175 DE 1999

Por el cual se reestructura la Empresas Colombiana de Gas, ECOGAS

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en ejercicio de la facultad permanente de que trata el Artículo 189, Numeral 16, de la Constitución Política, y con sujeción a los principios y reglas consagradas en el artículo 54 de la Ley 489 de 1998,

DECRETA:

ARTÍCULO 1º.- A partir de la vigencia del presente Decreto se suprime de la estructura de la Empresa Colombiana de Gas, ECOGAS, el Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural – CTG – creado por la Ley 401 de 1997. En consecuencia, se derogan, en lo pertinente, las normas de la Ley 401 relativas al Centro que aquí se suprime.

ARTÍCULO 2º.- El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CNO, creado por la Ley 401 de 1997 como cuerpo asesor, cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establezca el Reglamento Unico de Transporte de que trata dicha Ley.

ARTÍCULO 3º.- El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CUMPLASE

Ministro de Minas y Energía:

LUIS CARLOS VALENZUELA DELGADO

El Director del Departamento Administrativo de la Función Pública

MAURICIO ZULÚAGA RUIZ

C

ONTEXTO ECONÓMICO

PRODUCTO INTERNO BRUTO TOTAL Y SECTORIAL 1990 - 1998

AÑO	Sector minas - hidrocarburos			Electricidad, gas y agua			PIB Total	
	M\$ de 1975 (a)	Crecimiento anual %	Participación % (a/c)	M\$ de 1975 (b)	Crecimiento anual %	Participación % (b/c)	M\$ de 1975 (c)	Crecimiento anual %
1990	34.146		4,64	8.114		1,10	735.279	
1991	33.928	-0,64	4,52	8.362	3,06	1,11	749.976	2,00
1992	32.613	-3,88	4,18	7.877	-5,80	1,01	780.312	4,04
1993	32.072	-1,66	3,90	8.982	14,03	1,09	822.335	5,39
1994	32.593	1,62	3,75	9.535	6,16	1,10	870.151	5,81
1995	38.385	17,77	4,19	10.121	6,15	1,10	916.771	5,36
1996	42.573	10,91	4,54	10.242	1,20	1,09	938.321	2,35
1997	44.572	4,70	4,60	10.650	3,98	1,10	968.485	3,21
1998	49.029	10,00	5,03	10.778	1,20	1,11	974.305	0,60

Fuente: DANE - DNP - UMACRO (indicadores de coyuntura económica): 1996: revista de dic de 1997

1997: revista de nov de 1998

1998: revista de mayo de 1999

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

EXPORTACIONES MINERO ENERGÉTICAS 1990 - 1998
Millones de dólares

MINERAL	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Hidrocarburos	1950,60	1460,50	1396,00	1323,00	1312,60	2184,90	2901,94	2733,33	2307,14
Carbón mineral	544,90	630,20	555,30	567,00	552,89	595,80	880,90	915,00	967,70
Níquel	146,50	143,50	125,10	101,90	118,70	184,60	172,20	160,60	119,70
Esmeraldas	112,90	142,80	179,70	399,60	422,40	452,30	174,70	141,40	83,00
Oro	374,00	409,40	363,00	312,50	269,20	168,70	204,30	75,30	16,80
Mineral no metálico	ND	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	65,30	68,50	77,40
Total minería	1178,30	1325,90	1223,10	1381,00	1363,19	1401,40	1497,40	1360,80	1264,60
Total minería más hidrocarburos	3128,90	2786,40	2619,10	2704,00	2675,79	3586,30	4399,34	4094,13	3571,74
Total país	7139,00	7113,70	6900,10	7115,80	8478,90	10125,90	10582,10	11524,20	10821,20
Minería / Total país	16,5%	18,6%	17,7%	19,4%	16,1%	13,8%	14,2%	11,8%	11,7%
Minería más hidroc / Total país	43,8%	39,2%	38,0%	38,0%	31,6%	35,4%	41,6%	35,5%	33,0%
Hidrocarburos / Total país	27,3%	20,5%	20,2%	18,6%	15,5%	21,6%	27,4%	23,7%	21,3%
Carbón mineral / Total país	7,6%	8,9%	8,0%	8,0%	6,5%	5,9%	8,3%	7,9%	8,9%
Níquel / Total país	2,1%	2,0%	1,8%	1,4%	1,4%	1,8%	1,6%	1,4%	1,1%
Esmeraldas / Total país	1,6%	2,0%	2,6%	5,6%	5,0%	4,5%	1,7%	1,2%	0,8%
Oro / Total país	5,2%	5,8%	5,3%	4,4%	3,2%	1,7%	1,9%	0,7%	0,2%

Fuente: Banco de la República, DNP-UMACRO

Oro: 1990-1994 MME-DGM - 1995: Banco de la República, DNP-UMACRO 1996-1997-1998

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

INVERSIÓN EXTRANJERA EN EL SECTOR MINERO ENERGÉTICO 1996 - 1998
Millones de dólares

	1996	1997	1998
Nuevos proyectos			
Minería			
Carbón	140,00	121,37	177,05
Otros minerales	8,83	2,50	2,80
Total	148,83	123,87	179,85
Petróleo y derivados			
Exploración y producción	800,43	934,87	762,60
Transporte	162,03	78,52	
Distribución	3,00	4,33	
Total	965,46	1.017,72	762,60
Gas natural			
Producción	76,21	101,49	78,94
Transporte	25,00		
Total	101,21	101,49	78,94
Energía eléctrica	82,74	203,45	70,33
Total inversión extranjera en el sector	1.298,24	1.446,53	1.091,72
Total inversión extranjera en el país	2.172,20	3.494,70	3.952,30
Capitalización proyectos existentes			
Minería	5,00	170,00	0,00
Hidrocarburos	96,00	149,00	0,00
Energía eléctrica	456,64	3.750,36	660,50
Total inversión extranjera en capitalizaciones en el sector	557,64	4.069,36	660,50

Fuente: DNP

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

POBLACIÓN OCUPADA EN EL SECTOR MINERO ENERGÉTICO* 1996 - 1998

	1996	1997	1998
Total sector minero energético	121.951	121.646	116.876
Total Nacional	5.576.587	5.837.601	5.843.813
% sectorial en el total	2,19%	2,08%	2,00%

* Incluye sector agropecuario.

Fuente: DNP-UMACRO (Indicadores de coyuntura económica) 1996: revista de dic. de 1997; 1997: revista de nov. de 1998; 1998: revista de mayo de 1999.

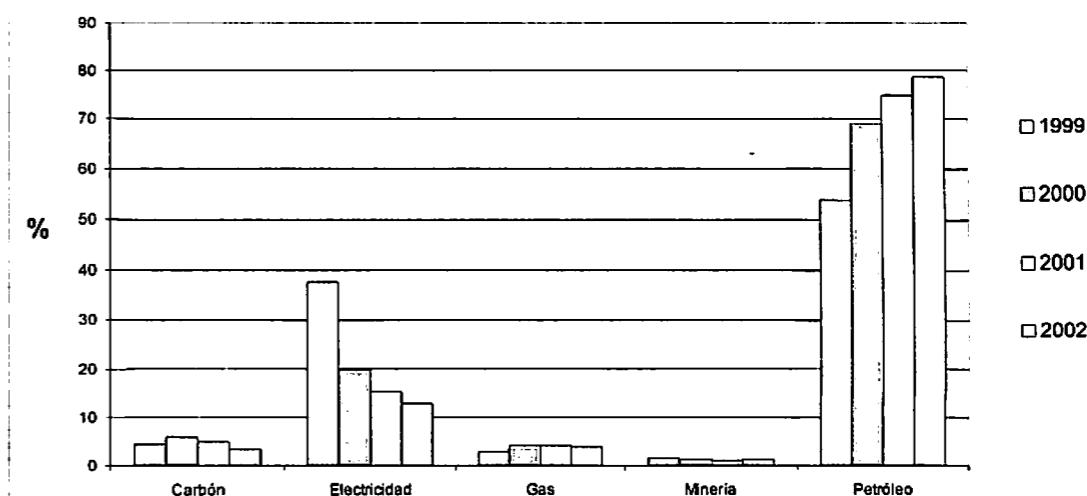
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME.

PLAN DE INVERSIONES SECTOR MINERO ENERGÉTICO 1999 - 2002
Millones de pesos corrientes

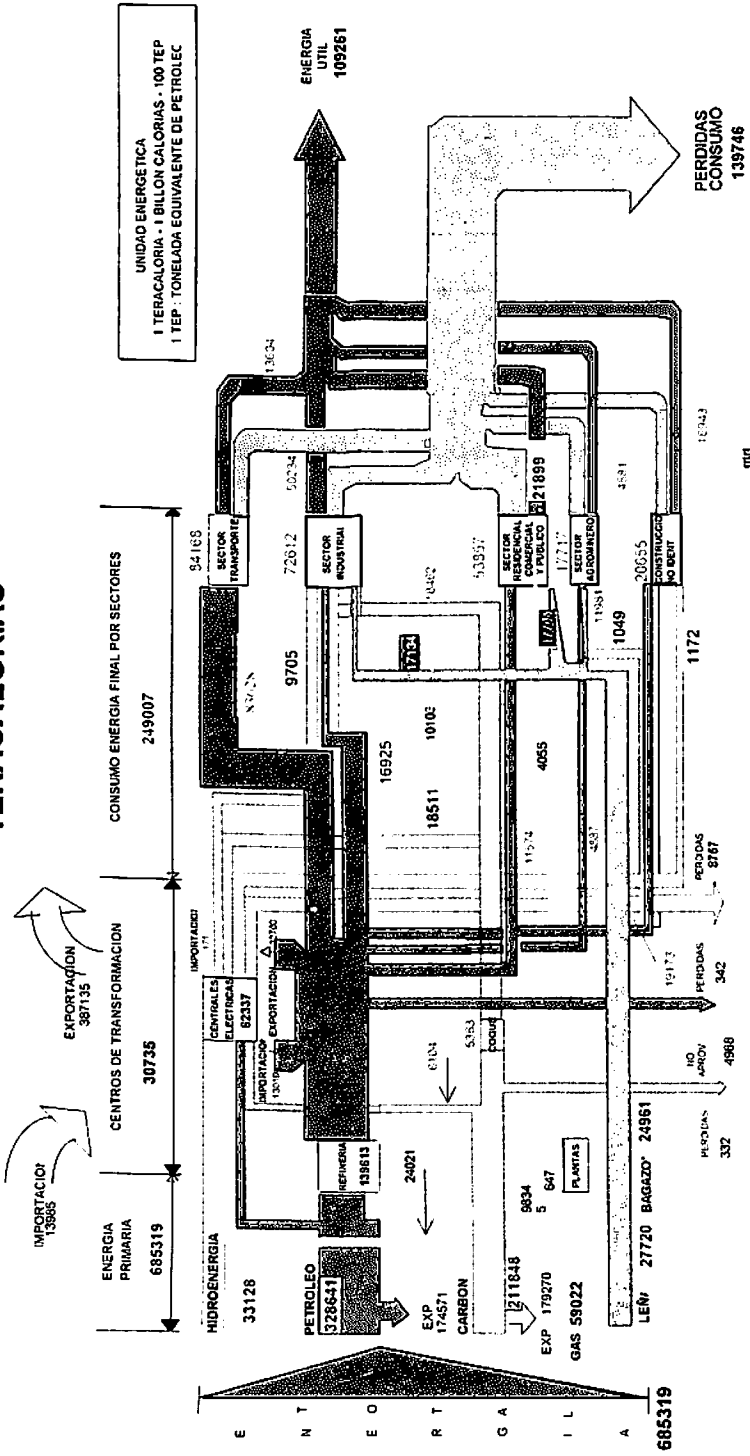
PROGRAMA	SUBPROGRAMA	1999 - 2002				TOTAL					
		Aporte	Descen- tralizado	Privado	Recursos administr.	Territorial	1999	2000	2001	2002	99-02
Carbón	Administración y fomento	81					24	20	17	19	81
	Exploración			58			18	16	14	11	58
	Infraestructura		55	1.006			142	362	344	214	1.061
Total carbón		81	55	1.064	0	0	183	397	376	244	1.200
Electricidad	Distribución	130	84	927		345	360	390	376	359	1.486
	Energización rural	56					18	21	6	11	56
	Generación	32	437	1.030		147	582	541	382	142	1.647
	Planeación sectorial	8			10		5	4	4	4	18
	Subsidios	153					89	15	24	25	153
	Transmisión		254	1.135		107	523	311	350	311	1.495
	Uso racional de energía	4			1		2	1	1	1	5
	ZI	123					30	31	29	33	123
	ZNI	83	66				35	37	36	41	149
Total electricidad		589	840	3.092	12	599	1.644	1.352	1.209	927	5.131
Gas	Distribución		23	287			79	78	74	79	310
	Subsidios	23					5	5	6	6	23
	Transporte		181	475			33	204	237	184	657
Total gas		23	204	762	0	0	117	287	317	269	989
Minería	Administración y fomento	35					10	9	7	8	35
	Exploración			16			3	4	4	5	16
	Fomento minería oro	3					1	1	1	1	3
	Infraestructura de exploración			79			14	20	20	24	79
	Otros	18			17		3	10	10	12	35
	Plan de exploración básica	37			63		20	25	30	26	100
	Promoción y asistencia			71			13	18	18	22	71
Total minería		93	0	165	80	0	64	87	90	97	338
Petróleo	Corporativo		211				66	50	48	48	211
	Exploración		1.145	3.434			645	1.057	1.350	1.526	4.578
	Explotación		3.784	2.450			941	1.414	1.827	2.052	6.234
	Otros		4	111			2	13	47	53	115
	Refinación		888	5.934			515	2.063	2.423	1.820	6.822
	Transporte		385	388			164	158	245	206	774
Total petróleo		0	6.418	12.317	0	0	2.334	4.756	5.940	5.705	18.735
Total general		786	7.517	17.401	92	599	4.342	6.879	7.931	7.242	26.394

Fuente: Departamento Nacional de Planeación, abril/99
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética -UPME

PLAN DE INVERSIONES SECTOR MINERO ENERGÉTICO- PARTICIPACIÓN POR RECURSO 1999 - 2002

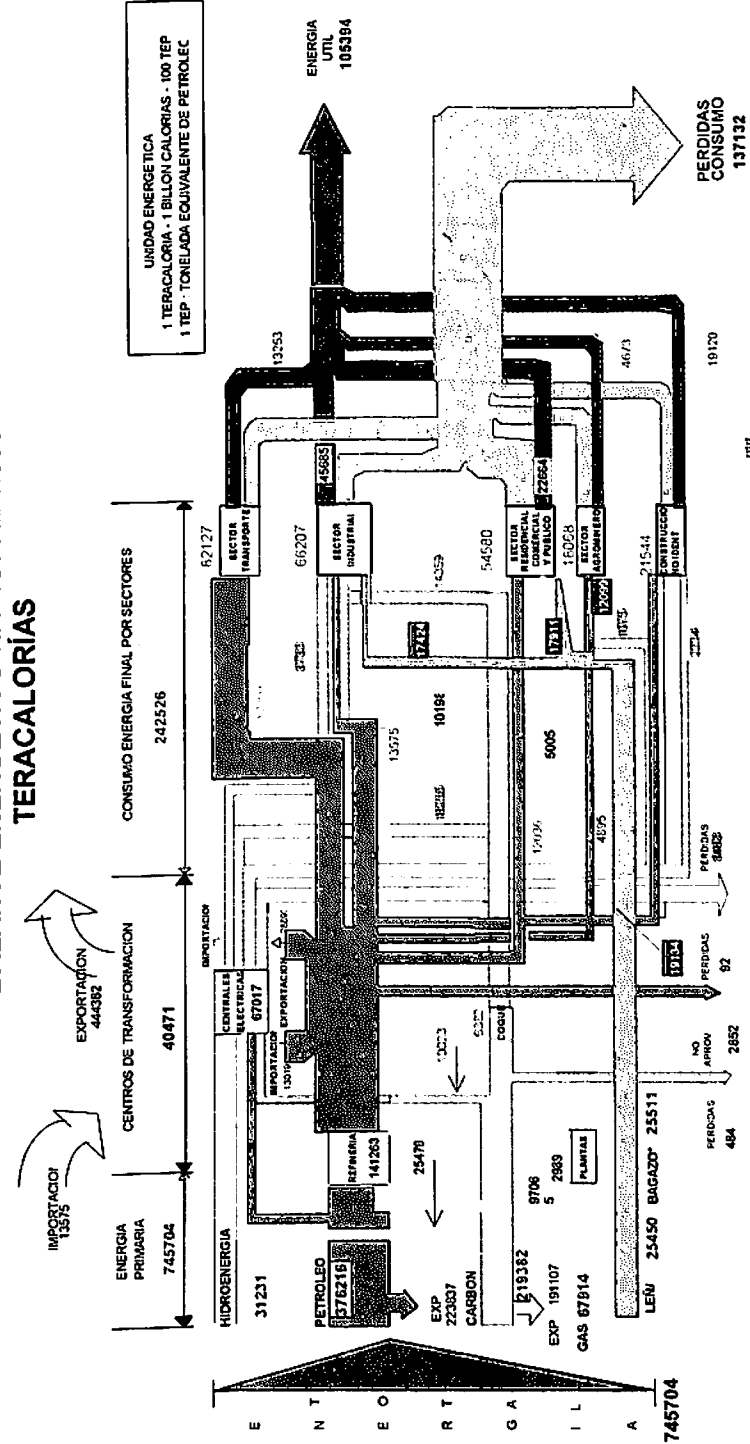


BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 1997 TERACALORIAS



* Incluye (Bagazo y Residuos Industriales)

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 1.998 TERACALORIAS



* Incluye (Bagazo y Residuos Industriales)

SECTOR MINERO

RESERVAS MEDIDAS E INDICADAS DE LOS CARBONES EN COLOMBIA
Millones de toneladas métricas. A diciembre de 1998

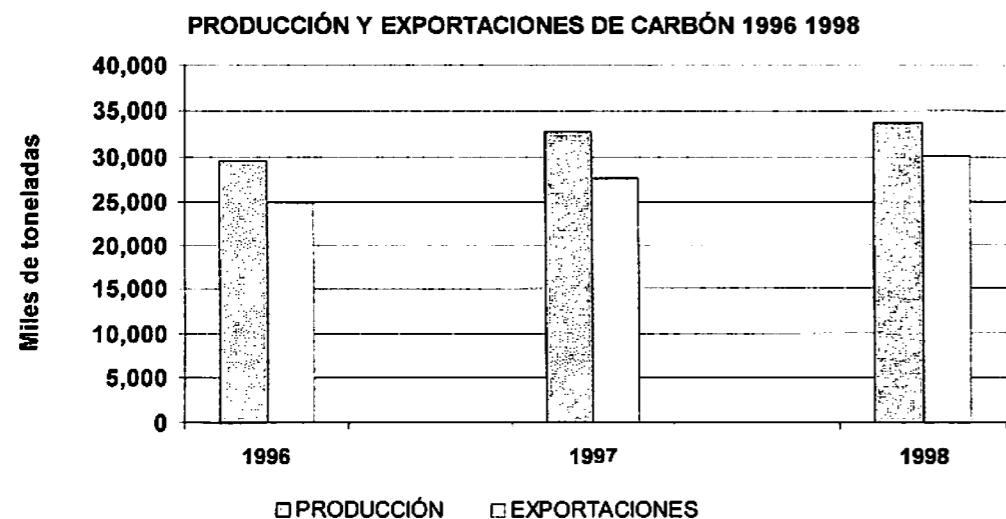
DEPARTAMENTO	Reservas Medidas	Reservas Indicadas
Total Guajira	3670,0	
Cerrejón	3000,0	
Cerrejón Central	501,0	
Patilla -Sarahita-Descanso	169,0	
Total Cesar	1933,2	589,0
El Descanso	1105,0	300,0
La Loma - Calenturitas	102,2	71,0
Siminera	50,0	
El Halillo	57,0	52,0
La Loma -Boquerón	361,0	166,0
La Jagua de Ibirico	197,0	
Cerro Largo	61,0	
Total Córdoba	381,0	257,0
Las Palmeras	316,0	191,0
La Escondida	45,0	24,0
Las Guacamayas	20,0	42,0
Nte. Santander	68,0	101,0
Zulia Norte	19,0	56,0
Zulia Sur	27,0	19,0
Tasajero	16,0	17,0
Salazar	6,0	9,0
Santander	57,1	114,0
San Luis	57,1	114,0
Cundinamarca	241,9	538,7
Tabio-Riofrio-Carupa	45,0	28,0
Zipacquirá-Neusa	19,4	55,8
Checua-Lenguazaque	1,6	5,0
Guatavita-Sesquillé-Chocontá	140,4	345,2
Siecha-Sisga	1,0	1,0
Guaduas-Caparrapí	32,9	87,7
Sueva-Machetá	1,6	16,0
Boyacá	170,4	682,7
Samacá-Ráquira	35,7	129,9
Tunja-Paipa-Duitama	24,0	97,2
Tunja-Ventaquemada	7,8	43,3
Sogamoso	102,9	412,3
Antioquia	90,0	225,0
Amagá-Angelópolis	12,0	64,0
Fredonia-Venecia	9,0	40,0
Amagá-Venecia-Bolombolo	57,0	82,0
Rincón Santo	1,0	2,0
Titiribí	11,0	37,0
Valle del Cauca	20,1	22,4
Yumbo-Suarez	5,3	3,1
Golondrinas-Río Cañaveral	7,9	9,3
Río Cañaveral-Río Pance	6,9	10,0
Cauca	16,4	66,8
Río Guachinte-Río Asnazu	10,6	34,1
Quebrada Honda-Río Dinde	4,3	16,7
El Hoyo Mosquera	1,5	16,0
Total	6.648	2.597

Fuente : Ecocarbón Diciembre de 1998 (Plan nacional de desarrollo del subsector carbón)
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRODUCCIÓN NACIONAL Y EXPORTACIONES TOTALES DE CARBÓN 1996-1998
Miles de toneladas

PRODUCCIÓN	1996	1997	1998
Costa Atlántica	24.275	28.125	29.246
Guajira	17.701	19.459	19.849,0
Cesar	6.454	8.566	9.297,0
Córdoba	120	100	100,0
Interior	5.289	4.617	4.505
Antioquia	900	784	700
Boyacá	1.288	1.215	1.295
Cundinamarca	1.566	1.250	1.150
Nte. Santander	1.142	955	960
Valle del Cauca	377	413	400
Otros Deptos	16	N.D	
Total producción	29.564	32.742	33.751
Total exportaciones	24.920	27.580	30.062

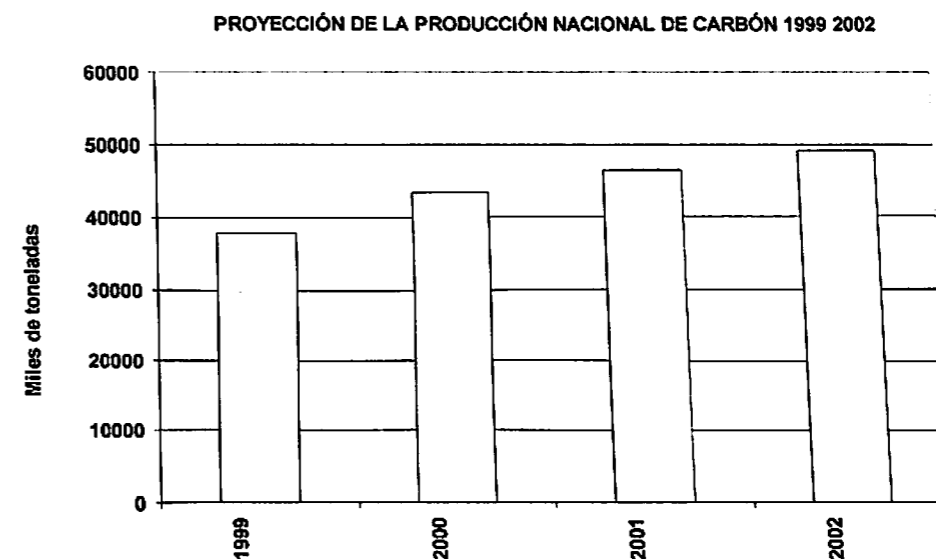
Fuente: 1996/1997 Ecocarbón - 1998 Minercol: Abril 30/98
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME



PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN 1999 2002
Miles de toneladas

REGIÓN	1999	2000	2001	2002
Antioquia	683	686	694	700
Boyacá	1.605	1.750	1.989	2.279
Cundinamarca	1.478	1.490	1.608	1.811
Norte de Santander	1.302	1.522	1.559	1.631
Valle del Cauca	483	489	498	543
Costa Atlántica	32.187	37.400	39.915	41.830
Resto del país	131	156	179	195
Total	37.869	43.493	46.441	48.990

Fuente: Ecocarbón caso probable, marzo de 1998
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME



PRODUCCIÓN MINERA NACIONAL 1996 - 1998

MINERAL	Unidad	1996	1997	1998
MINERALES PRECIOSOS (1)				
Oro	Gramos	22.072.691	18.810.514	18.810.384
Plata	Gramos	6.406.881	3.515.435	5.217.591
Platino	Gramos	671.598	405.751	437.187
OTROS MINERALES				
Sal Terrestre	(2) Toneladas	152.642	232.107	165.699
Sal Marina	Toneladas	423.513	141.923	330.404
MINERALES METALICOS (3)				
Cobre (Concentrado) *	Toneladas	10.480	8.403	2.232
Mineral de Hierro	Toneladas	605.716	754.772	526.190
Mineral de Níquel	Toneladas	918.420	1.008.021	N.D
Plomo (Concentrado)	Toneladas	375	N.D	514
MINERALES COMBUSTIBLES (4)				
Carbón	Toneladas	29.564.000	32.742.000	33.751.000

Fuentes :

(1) MME - DGM - Minercol

(2) IFI Concesión Salinas

(3) Empresas Explotadoras del sector,

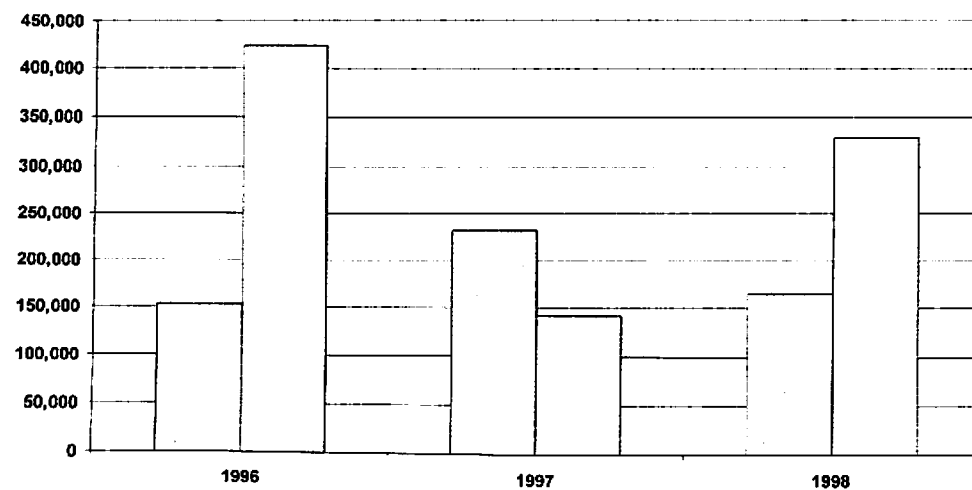
(4) Minercol S.A

* Contenido aprx de Cu 21.2% para 1997

N.D. : No Disponible

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRODUCCIÓN DE SAL MARINA Y TERRESTRE
Toneladas 1996 1998



290

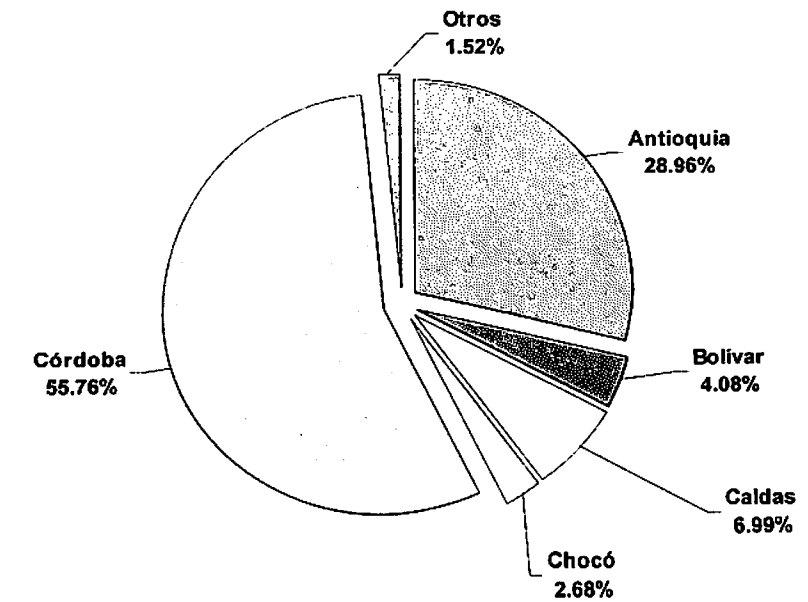
PRODUCCIÓN DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO 1997 1998
Miles de Gramos

DEPARTAMENTO	Oro		Plata		Platino	
	1997	1998	1997	1998	1997	1998
Antioquia	8.745	5.448	964	1.525	23	41
Bolívar	3.747	768	1.270	1.523	1	32
Caldas	477	1.316	415	413	0	0
Cauca	176	116	29	19	2	1
Chocó	198	504	25	23	333	296
Córdoba	5.055	10.489	713	1.655	35	62
Guainía	13	46	0	0	0	0
Huila	4	51	1	0	0	0
Nariño	58	43	14	11	10	0
Risaralda	67	0	20	3	0	0
Santander	67	0	35	15	0	0
Tolima	38	0	6	2	0	0
Valle del Cauca	165	0	24	6	2	5
Otros	0	28	0	24	0	1
Total	18.810	18.810	3.515	5.218	406	437

Fuente: MME-DGM 1997 y hasta octubre de 1998

Minercol S.A Octubre y Noviembre de 1998

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME



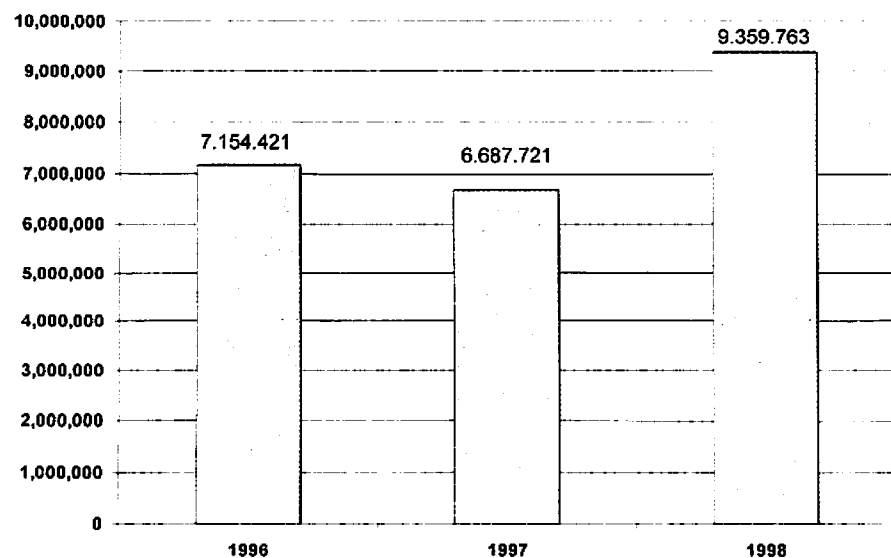
291

VOLUMEN DE LA EXPORTACIÓN MENSUAL DE ESMERALDAS 1996 1998
Quilates

Mes	1996	1997	1998
Enero	790.400	314.898	743.777
Febrero	582.423	375.027	350.929
Marzo	627.505	1.156.463	1.128.420
Abril	353.741	791.817	354.540
Mayo	327.637	420.046	731.725
Junio	654.555	867.442	338.338
Julio	537.379	245.046	1.434.979
Agosto	444.694	649.651	864.440
Septiembre	1.038.442	344.807	907.369
Octubre	446.164	266.004	760.467
Noviembre	420.653	845.425	1.081.085
Diciembre	927.828	411.095	663.694
TOTAL	7.151.421	6.687.721	9.359.763

Fuente: Mineralco S.A 1996-1997 y Minercol 1998
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

EXPORTACIONES DE ESMERALDAS
QUILATES

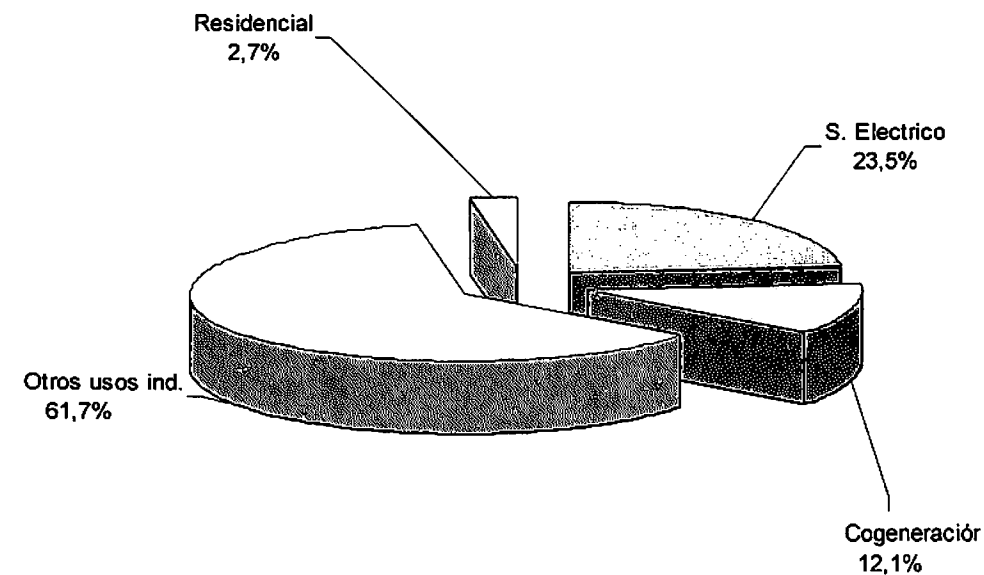


CONSUMO DE CARBÓN POR SECTORES 1997 1998
Miles de toneladas

		1997	%	1998 *	%
S. Electrico	1.053	22,7	1.017	23,5	
S. Industrial	3.470	74,7	3.192	73,8	
	Cogeneración	534	11,5	525	12,1
	Otros usos ind.	2.936	63,2	2.667	61,7
Residencial	125	2,7	116	2,7	
Total		4.648	100	4.325	100

Fuente: 1996/1997 Ecocarbón - 1998 Minercol: Abril 30 1999
preliminar
Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética

* Información



PRECIOS INTERNOS DE CARBÓN MINERAL
1996 1998

	1996	1997	1998
Carbón *			
\$ corrientes / Ton	24.547	28.581	27.072
US\$ corrientes / Ton	23,70	24,80	18,90
Coque			
\$ corrientes / Ton	66.069	91.724	ND
US\$ corrientes / Ton	63,80	79,50	ND

Fuente: ISA y DANE: Encuesta anual manufacturera
*: Carbón térmico, utilizado en termoeléctricas
Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS FOB DE EXPORTACIÓN DE CARBÓN MINERAL 1996 - 1998
US\$ / ton.

	1996	1997	1998
Hullas (Pulverizadas sin aglomerar) Antracitas	79,5	123,0	93,3
Hullas térmicas	34,1	34,5	30,6
Las demás hullas térmicas	30,5	30,0	28,0
Coque y semicoques de hulla	75,0	70,4	89,6
Carbón del CZN 1/	34,9	35,0	30,0

Fuente: DANE
1/: Precios FOB de carbón en el Cerrejón Zona Norte
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

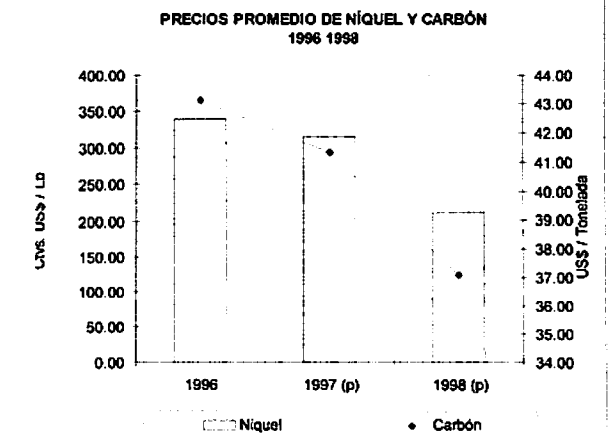
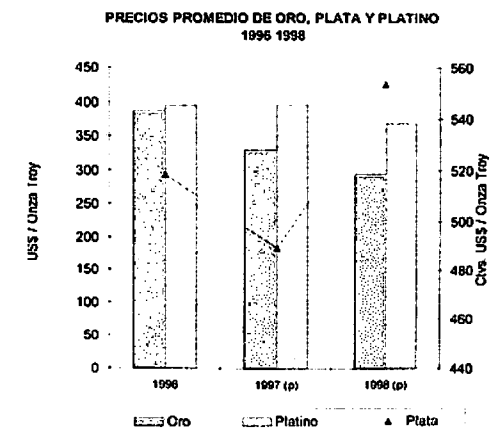
PRECIOS INTERNACIONALES ANUALES PROMEDIO DE MINERALES 1996 1998

Año	Oro	Plata	Platino	Estaño	Plomo	Aluminio	Cobre	Zinc	Níquel	Carbón
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)
1996	386,27	518,32	394,53	279,36	49,70	68,35	104,03	46,49	338,91	43,15
1997	329,51	489,23	395,58	255,85	47,90	72,54	103,20	59,64	314,08	41,37
1998	294,19	553,45	368,60	251,12	47,12	61,58	75,01	46,46	209,72	37,13

Fuente: Banco de la República

- (1) US\$ / Onza Troy mercado de Londres
- (2) Cts. US\$ / Onza Troy mercado de Nueva York
- (3) US\$ / Onza Troy mercado de Nueva York
- (4) Cts. US\$ / Onza Troy mercado de Londres
- (5) Cts. US\$ / lb de 453,6 gramos mercado de Nueva York
- (6) Cts. US\$ / lb de 453,6 gramos mercado de Londres
- (7) US\$ / Tonelada métrica mercado de EEUU

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME



PRECIOS BASE PARA LIQUIDACION DE REGALÍAS
(Resolución Número 8 3613 de 1997 *)

MINERAL	\$/ Unidad	Unidad	MINERAL	\$/ Unidad	Unidad
Carbón			Talco		
para consumo interno	15.070	Tonelada	Talcos tipo verde	19.000	Tonelada
para mercado externo	15.880	Tonelada	Talcos impuros o amarillos	6.380	Tonelada
Calizas	5.970	Tonelada	Barita	47.440	Tonelada
Arcillas					
Caolínificas y bentoníticas	4.760	Tonelada	Asbesto o crisotilo	15.880	Tonelada
Cerámicas y refractarias	4.070	Tonelada			
Misceláneas	3.120	Tonelada	Feldespato	7.880	Tonelada
Ferruginosas	5.000	Tonelada			
Arenas Síliceas	7.190	Tonelada	Magnesita	63.520	Tonelada
Materiales de construcción			Roca fosfórica	11.140	Tonelada
Agregados pétreos	7.190	m³			
Gravas y arena lavada	8.690	m³	Dolomita	11.140	Tonelada
Arena y recebo	3.940	m³			
Asfaltitas	10.440	m³	Puzolanas	5.570	Tonelada
Yeso con:					
35% de SO4	19.000	Tonelada	Fluorita	87.270	Tonelada
30% de SO4	16.290	Tonelada			
25% de SO4	13.370	Tonelada	Azufre	11.170	Tonelada
20% de SO4	10.720	Tonelada			
15% de SO4	7.880	Tonelada	Bauxita	4.760	Tonelada
Mármol y rocas ornamentales			Grafito	13.430	Tonelada
Mármol travertino o caliza cristalina	238.190	m³			
Mármol: Bloque superior a 1m³	111.150	Tonelada	Minerales de manganeso	63.520	Tonelada
Mármol: Bloque inferior a 1m³	63.520	Tonelada			
Roca coralina	31.760	Tonelada	Mineral de hierro	13.050	Tonelada
Arenisca piedra bogotana	95.270	m³			
Retal de mármol	6.380	Tonelada	Micas	24.360	Tonelada
Granito rosado	244.300	m³			
Granito en bloques sup a 1m³	111.290	Tonelada	Sal		
Granito en bloques inferior a 1m³	63.790	Tonelada	Sal marítima	12.000	Tonelada
			Sal terrestre	14.400	Tonelada
Calcita	6.380	Tonelada			

Fuente: MME

(*) : En el año de 1999 se mantienen los precios establecidos para el año 1998, según resolución 8 2786 del 31 de diciembre de 1998.

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

VALOR DE LA PRODUCCIÓN PARA LA LIQUIDACIÓN DE REGALIAS
DE ORO, PLATA Y PLATINO

1997-1998 (p)

Millones de pesos

DEPARTAMENTO	Oro		Plata		Platino	
	1997	1998	1997	1998	1997	1998
Antioquia	108.872	74.284	164	366,1	281	243
Bolívar	45.906	18.332	227	388,9	14	448
Chocó	2.404	69.651	4	5,8	4.751	4.632
Caldas	5.768	8.738	72	104,9	0	256
Córdoba	61.035	82.504	125	420,3	514	893
Santander	803	398	6	4,0	0	141
Nariño	694	625	2	2,8	131	26
Cauca	2.115	1.545	5	4,9	33	15
Valle	1.986	850	4	1,6	25	66
Tolima	459	178	1	0,5	0	3
Guainía	156	5	0	0	0	0
Risaralda	805	124	3	0,8	0	0
Huila	50	22	0	0,1	0	0
Otros	5	34	0	0	NA	0
Total	231.058	257.290	613	1.301	5.749	6.722

Fuente: MME-DGM 1997 y enero-octubre de 1998, noviembre y diciembre calculado con base en los precios de cotización de la bolsa de Londres.

(p): preliminar.

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME.

SECTOR HIDROCARBUROS

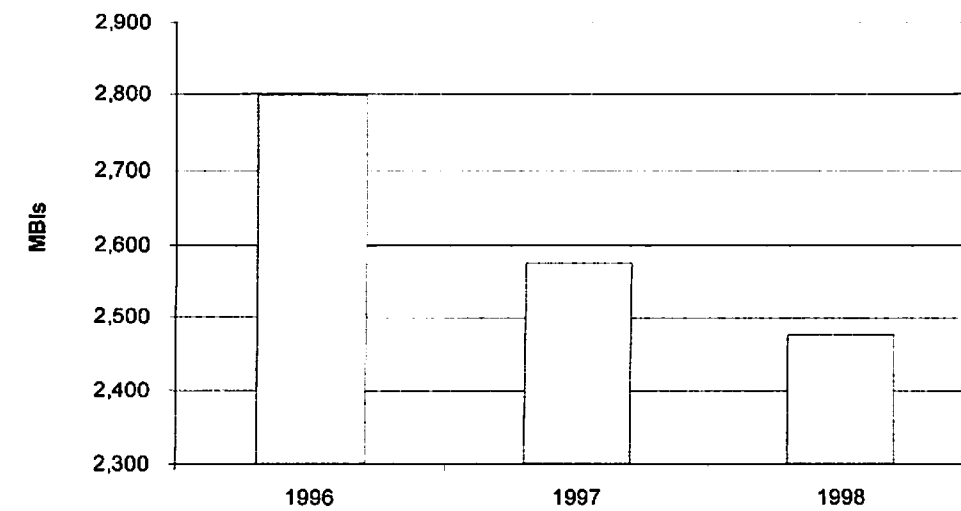
Petróleo y derivados

RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO POR TIPO DE EXPLOTACIÓN 1996-1998
Millones de Barriles

Tipo de explotación	1996	1997	1998
Contratos de asociación	2.177,0	1.985,0	1.909,1
Contratos de concesión	23,0	23,8	30,8
Explotación directa - Ecopetrol	598,0	568,4	537,9
Total	2.798,0	2.577,2	2.477,8

Fuente : Ecopetrol
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO 1996 - 1998



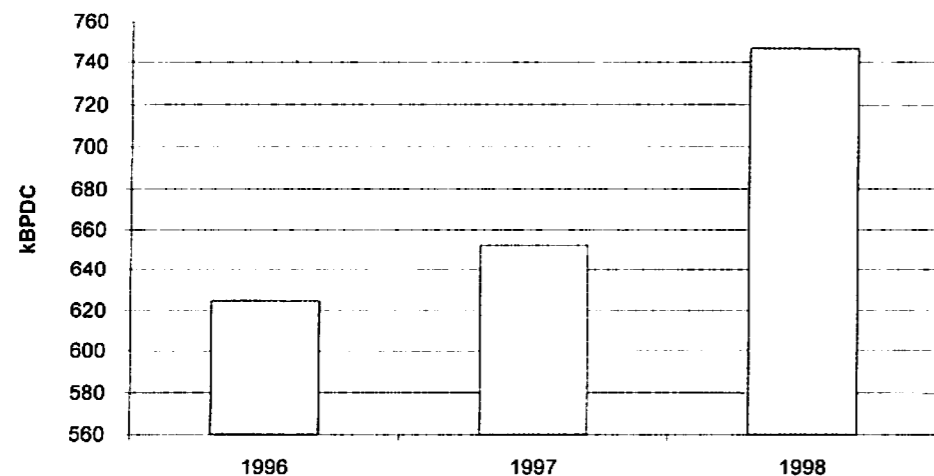
Fuente : Ecopetrol
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR DEPARTAMENTOS 1996-1998
Miles de Barriles por Día Calendario

DEPARTAMENTO	1996	1997	1998
Antioquia	20,6	18,5	16,7
Arauca	191,9	161,9	134,1
Bolívar	6,4	5,9	5,3
Boyacá	5,3	5,3	4,3
Casanare	215,6	259,8	393,4
Cauca	4,4	4,3	2,5
Cesar	1,5	1,4	1,8
Cundinamarca	0,2	0,3	0,0
Huila	55,4	55,6	55,6
Meta	70,0	82,4	78,5
Nariño	0,3	0,3	0,2
Norte de Santander	4,9	4,4	5,6
Putumayo	15,8	16,2	13,2
Santander	23,3	22,3	22,7
Sucre	0,0	0,0	0,0
Tolima	9,4	13,8	13,0
Total	625,1	652,5	746,9

Fuente : Ministerio de Minas y Energía -DGH Jun/99
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO 1996 - 1998



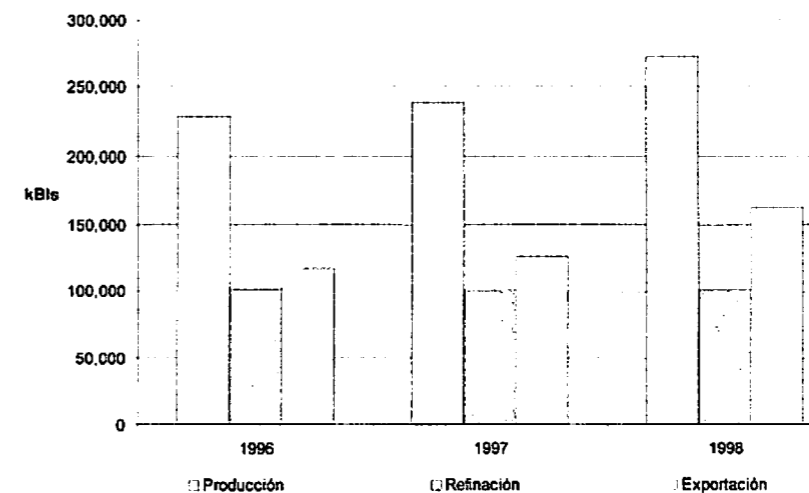
Fuente : Ministerio de Minas y Energía -DGH Jun/99
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRODUCCIÓN, REFINACIÓN Y EXPLOTACIÓN MENSUALES DE PETRÓLEO 1996-1998
Miles de barriles

MES	PRODUCCIÓN			REFINACIÓN			EXPORTACIÓN		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998	1996	1997	1998
Enero	18.368	19.807	22.125	8.491	8.979	8.654	9.612	9.333	12.371
Febrero	17.419	17.647	19.504	7.888	7.449	8.039	8.456	8.251	11.232
Marzo	19.763	18.924	22.072	8.612	8.711	9.221	10.350	9.904	13.056
Abril	18.881	18.943	22.160	7.950	8.493	8.796	10.897	12.392	12.300
Mayo	19.304	19.574	22.349	8.909	8.610	8.320	9.624	8.475	14.212
Junio	18.540	18.532	19.017	8.742	8.035	8.493	9.503	9.788	10.191
Julio	19.844	18.815	22.851	9.136	8.546	8.338	9.356	8.872	12.755
Agosto	19.546	19.705	23.334	8.996	8.048	9.196	8.559	11.352	13.771
Septiembre	19.112	19.842	22.784	8.850	7.716	8.702	10.519	9.254	12.344
Octubre	19.593	22.227	24.810	7.859	9.006	8.747	10.634	11.378	14.859
Noviembre	18.700	22.383	25.280	7.965	8.694	7.680	10.532	13.745	15.224
Diciembre	19.700	21.757	26.333	9.089	9.076	8.180	9.532	14.129	19.886
TOTAL	228.771	238.156	272.620	102.487	101.363	102.365	117.574	126.873	162.201

Fuente: Ecopetrol - Refinerías, MME
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRODUCCIÓN, REFINACIÓN Y EXPOTACIÓN DE PETRÓLEO 1996 - 1998



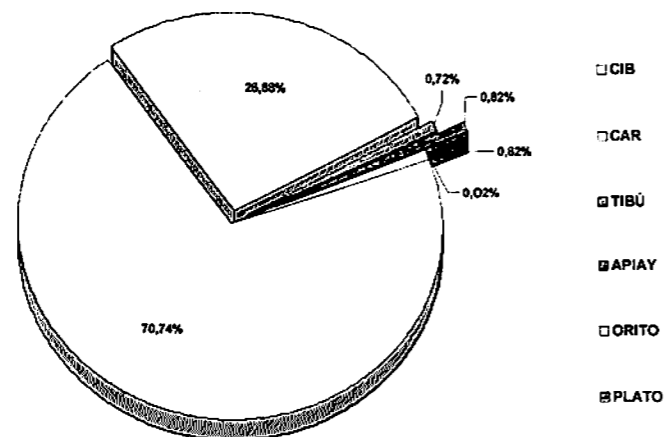
Fuente: Ecopetrol - Refinerías, MME
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

CARGA DE PETRÓLEO CRUDO A REFINERÍAS 1990-1998
Miles de barriles

AÑOS	CIB	CAR	TIBÚ	APIAY	ORITO	PLATO	TOTAL
1990	60.221,4	22.370,1	782,6	505,2	631,8	104,4	84.615,4
1991	62.140,5	24.917,5	981,5	736,9	741,7	32,1	89.550,2
1992	60.794,1	24.527,9	751,4	788,0	751,8		87.613,1
1993	61.001,0	25.139,7	654,1	753,4	741,0		88.289,1
1994	61.946,3	25.629,6	727,8	874,5	795,7		89.974,0
1995	69.103,6	22.002,9	794,6	788,4	853,7		93.543,3
1996	72.992,8	27.363,6	442,5	813,3	874,7		102.487,0
1997	72.868,3	26.426,3	461,9	814,2	792,1		101.362,8
1998	73.024,6	27.358,2	451,7	798,9	731,2		102.364,7
TOTAL	594.092,7	225.735,8	6.048,0	6.872,8	6.913,7	136,5	839.799,5

Fuente: Ecopetrol - Estadísticas de la Industria Petrolera 1997 - cierre Anual 1998.
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

CARGA DE PETRÓLEO CRUDO - PARTICIPACION POR REFINERÍA 1996 - 1998



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas de la Industria Petrolera 1997 - cierre Anual 1998.
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

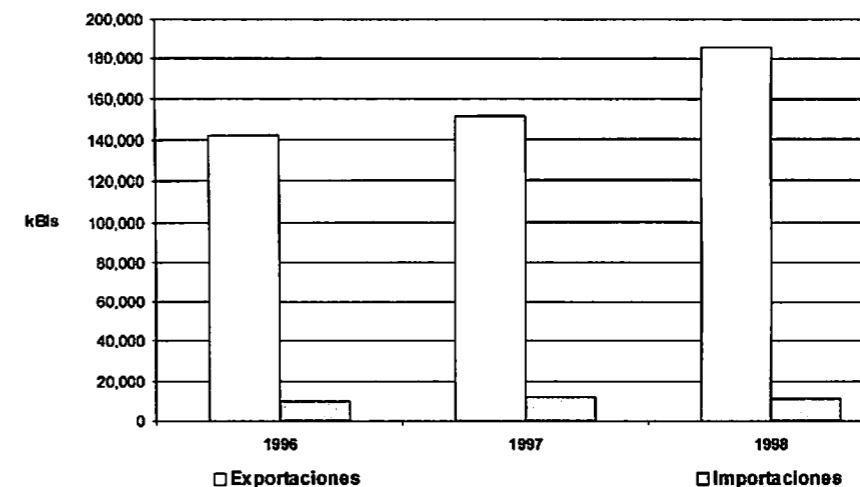
EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS 1996-1998
VOLUMEN

Miles de barriles

MES	EXPORTACIONES			IMPORTACIONES		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
Enero	10.931	11.259	13.371	1.384	1.622	697
Febrero	10.057	10.277	13.104	287	830	999
Marzo	13.068	12.266	15.099	1.456	602	1.114
Abril	13.129	14.780	13.870	619	706	742
Mayo	12.853	11.257	16.081	700	775	755
Junio	12.082	12.256	11.904	841	744	747
Julio	11.893	10.843	14.801	607	961	972
Agosto	10.560	13.046	15.882	558	1.323	743
Septiembre	12.632	10.813	14.664	471	1.323	1.269
Octubre	11.911	13.332	17.721	698	754	980
Noviembre	11.315	15.405	17.020	800	1.572	772
Diciembre	11.758	16.008	22.537	1.477	995	1.248
TOTAL	142.189	151.542	186.054	9.898	12.207	11.038

Fuente: Ecopetrol; Empresas Petroleras
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS 1996 - 1998



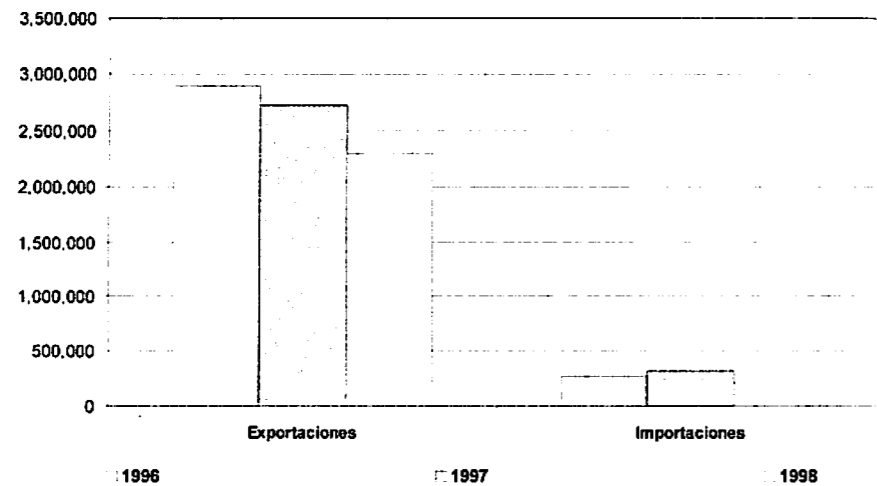
Fuente: Ecopetrol; Empresas Petroleras
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

EXPORTACIONES E IMPORTACIONES MENSUALES DE HIDROCARBUROS 1996 - 1998
VALOR
Miles de US\$

MES	EXPORTACIONES			IMPORTACIONES		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
Enero	194.808	254.996	203.982	32.357	47.711	14.005
Febrero	177.845	201.567	181.159	6.896	23.339	20.233
Marzo	256.033	222.992	195.555	36.347	16.788	19.286
Abril	282.805	255.343	184.789	17.562	19.337	15.370
Mayo	246.670	194.672	204.592	20.426	20.605	16.023
Junio	225.955	203.797	141.714	21.134	19.131	14.880
Julio	226.465	184.690	179.708	15.132	24.435	18.683
Agosto	212.828	225.371	184.158	14.776	36.843	13.266
Septiembre	278.939	190.648	189.678	12.633	32.317	22.078
Octubre	275.522	255.096	232.522	19.517	18.885	18.499
Noviembre	251.774	278.928	191.135	21.561	36.994	12.887
Diciembre	272.292	265.226	218.148	42.247	22.445	16.900
TOTAL	2.901.936	2.733.326	2.307.140	260.588	318.830	202.110

Fuente: Ecopetrol; Empresas Petroleras
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS 1996-1998
Miles de US\$



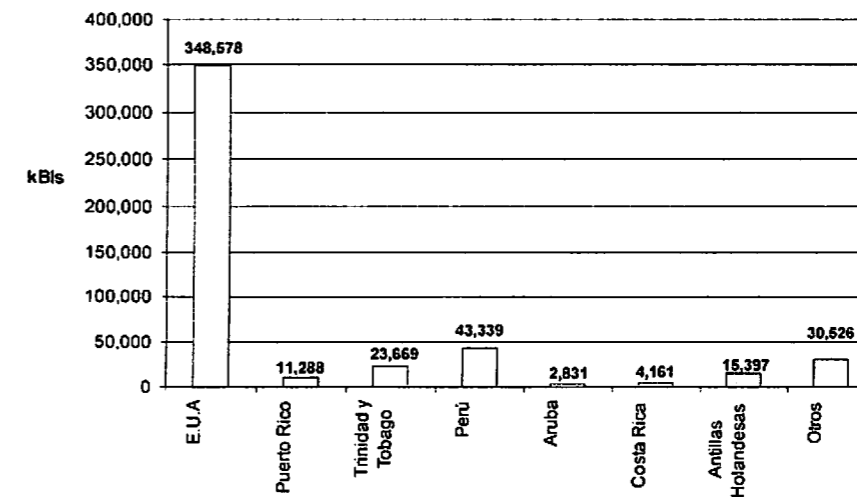
Fuente: Ecopetrol; Empresas Petroleras
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS POR PAIS DE DESTINO 1996 - 1998
Miles de barriles

País	1996	1997	1998	Total
E.U.A	103.620	107.823	137.135	348.578
Puerto Rico	3.418	4.349	3.521	11.288
Trinidad y Tobago	5.731	4.822	13.116	23.669
Perú	16.898	13.962	12.479	43.339
Aruba	438	2.200	193	2.831
Costa Rica	2.034	1.843	284	4.161
Antillas Holandesas	3.594	5.559	6.244	15.397
Otros	6.459	10.984	13.083	30.526
Total	142.192	151.542	186.055	479.789

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS POR PAÍS DESTINO 1996 - 1998



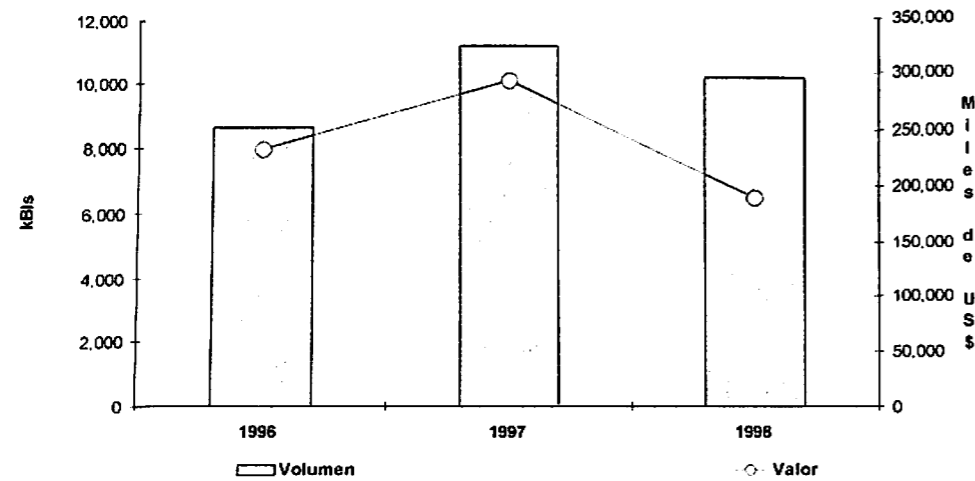
Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

IMPORTACIÓN MENSUAL DE GASOLINAS - VOLUMEN Y VALOR - 1996 1998

Mes	VOLUMEN			VALOR		
	Miles de barriles			Miles de US\$		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
Enero	1.059	1.454	693	26.076	43.602	13.882
Febrero	278	718	988	6.631	20.686	19.963
Marzo	1.240	593	751	31.545	16.528	15.321
Abril	463	694	738	13.949	18.960	15.219
Mayo	696	770	741	20.264	20.469	15.650
Junio	828	734	738	20.733	18.847	14.650
Julio	460	956	967	12.286	24.298	18.535
Agosto	551	986	734	14.524	28.147	13.058
Septiembre	461	1.001	1.261	12.281	25.784	21.862
Octubre	687	742	970	19.084	18.453	18.246
Noviembre	483	1.567	732	14.418	36.829	12.149
Diciembre	1.450	978	926	41.344	21.942	12.884
TOTAL	8.656	11.193	10.239	233.135	294.545	191.419

Fuente : Ecopetrol - Cierre Anual 1998
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

IMPORTACIÓN DE GASOLINAS - VOLUMEN Y VALOR - 1996 1998



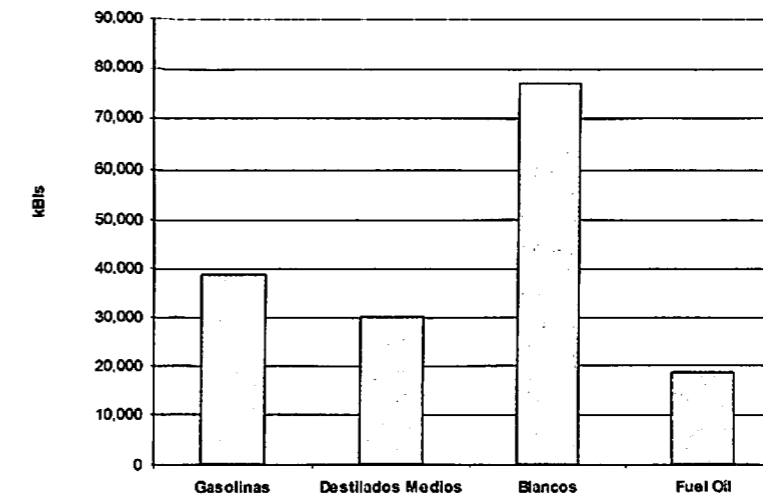
Fuente : Ecopetrol - Cierre Anual 1998
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRODUCCIÓN NACIONAL DE COMBUSTIBLES
1996-1998
Miles de barriles

PRODUCTO	1996	1997	1998
Gasolina regular	38.583	37.597	38.371
Gasolina extra	1.377	0	0
Subtotal gasolina motor	39.960	37.597	38.371
Bencina y cocinol	318	323	661
Subtotal gasolinas	40.278	37.920	39.032
Diesel oil	24.530	24.265	23.209
Queroseno	1.527	1.180	1.025
JP-A	6.053	5.792	6.168
Subtotal destilados medios	32.111	31.237	30.403
Avigas	137	142	145
Propano	7.955	7.881	7.491
Subtotal productos blancos	80.480	77.181	77.071
Fuel oil	19.386	19.730	18.759
TOTAL	99.866	96.911	95.830

Fuente: Ecopetrol
(1) : No se presentó producción de Gasolina Extra durante este período, se importó.
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRODUCCIÓN NACIONAL DE COMBUSTIBLES
1998

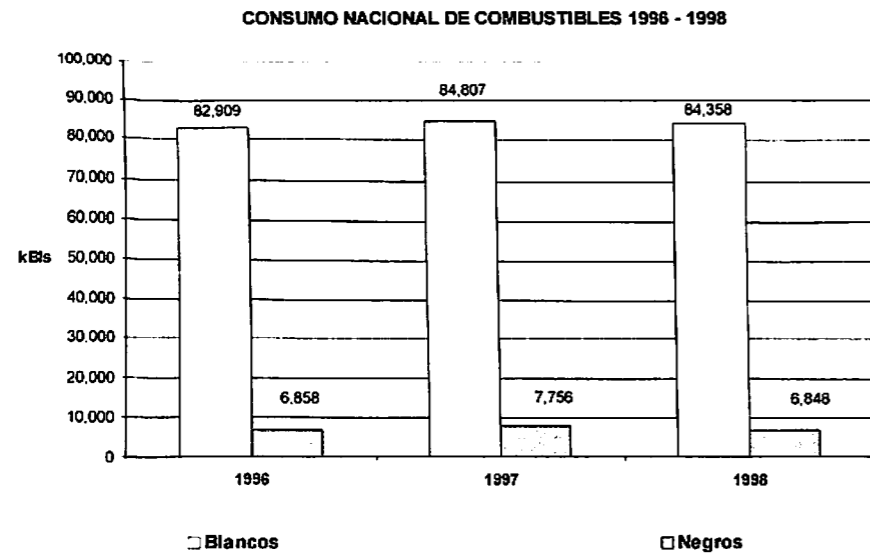


Fuente: Ecopetrol
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

**CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES
1996-1998**
Miles de barriles

PRODUCTO	1996	1997	1998
Gasolina regular	42.944	43.843	42.709
Gasolina extra	4.222	3.983	4.571
Subtotal gasolina motor	47.166	47.826	47.280
Bencina y cocinol	318	223	152
Subtotal gasolinas	47.485	48.049	47.433
Diesel oil	21.283	22.012	21.910
Queroseno	1.199	1.091	916
JP-A	5.366	5.552	5.565
Subtotal destilados medios	27.848	28.656	28.391
Avigás	142	140	145
Propano	7.435	7.961	8.389
Subtotal productos blancos	82.909	84.807	84.358
Fuel oil	778	1.318	1.182
Crudo Castilla	6.080	6.438	5.666
Subtotal productos negros	6.858	7.756	6.848
TOTAL	89.767	92.563	91.206

Fuente: Ecopetrol - Dirección de Planeación Corporativa.
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

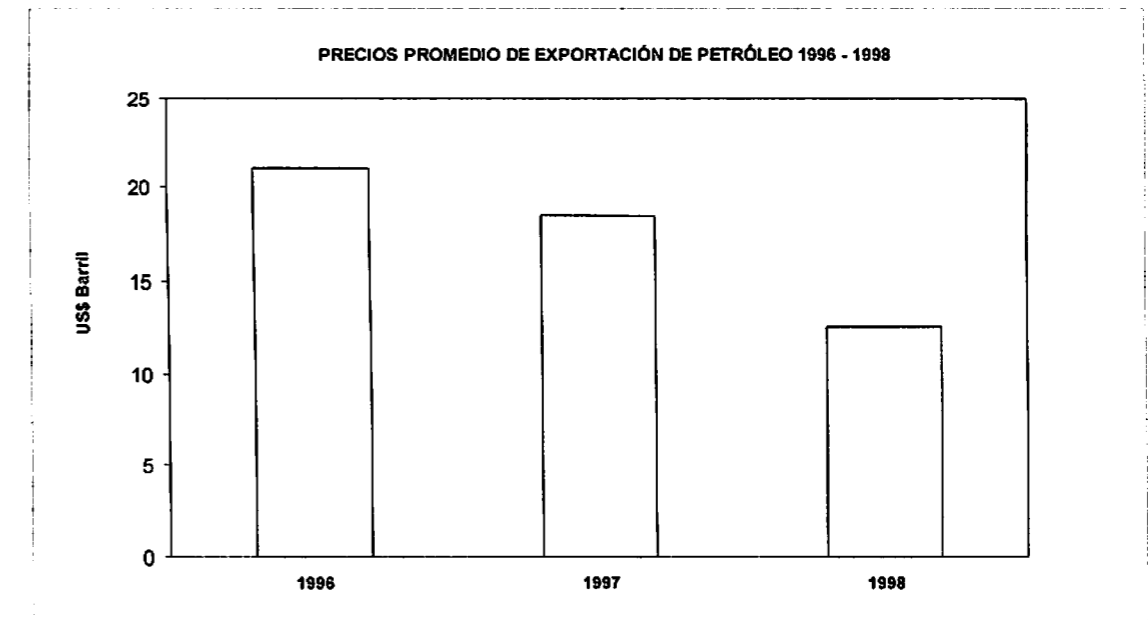


Fuente: Ecopetrol - Dirección de Planeación Corporativa.
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DE EXPORTACIÓN PETRÓLEO CRUDO
US\$ Barril

Mes	1996	1997	1998	Variación (%) 98/97
Enero	17,54	23,59	15,44	-34,5
Febrero	17,87	20,56	14,26	-30,6
Marzo	20,12	19,06	13,15	-31,0
Abril	22,41	17,50	13,31	-23,9
Mayo	19,87	17,85	12,76	-28,5
Junio	19,14	16,91	11,90	-29,6
Julio	19,79	17,14	12,13	-29,2
Agosto	20,81	17,84	11,80	-33,9
Septiembre	22,71	18,05	13,23	-26,7
Octubre	23,60	19,27	13,09	-32,1
Noviembre	22,50	18,20	11,33	-37,7
Diciembre	24,25	16,82	9,72	-42,2
TOTAL	21,00	18,45	12,52	-32,1

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME



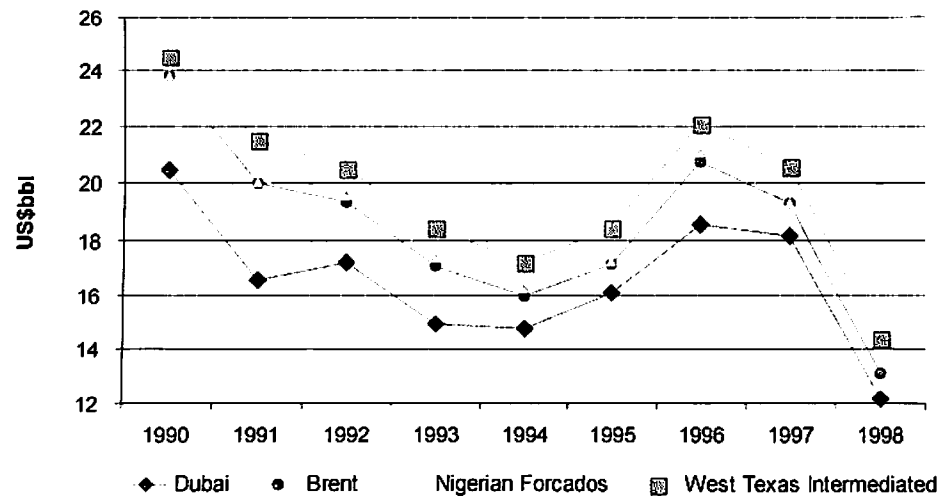
Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRECIOS PROMEDIO SPOT DEL PETRÓLEO CRUDO
1990-1998

AÑO	Dubai US\$/bbl*	Brent US\$/bbl†	Nigerian Forcados US\$/bbl	West Texas Intermediated US\$/bbl‡
1990	20,50	23,81	23,85	24,52
1991	16,56	20,05	20,11	21,54
1992	17,21	19,37	19,61	20,57
1993	14,90	17,07	17,41	18,45
1994	14,76	15,98	16,25	17,21
1995	16,09	17,18	17,26	18,42
1996	18,56	20,81	21,16	22,16
1997	18,13	19,30	19,33	20,61
1998	12,16	13,11	12,62	14,39

Fuente: Platt's
 * 1972-1985 Arabian Light, 1986-1998 Dubai.
 † 1976-1984 Forties, 1985-1998 Brent.
 ‡ 1976-1983 Posted WTI prices, 1984-1998 Spot WTI prices.
 Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRECIOS PROMEDIOS SPOT DEL PETRÓLEO CRUDO



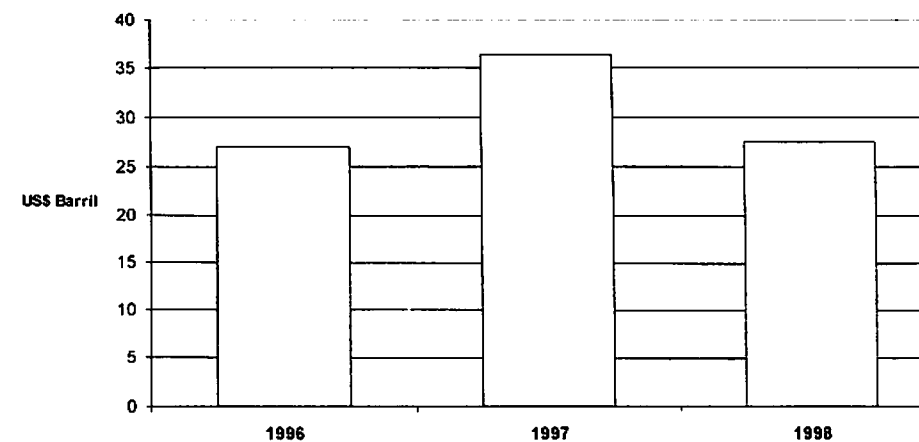
Fuente: Platt's
 Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DE IMPORTACIÓN DE GASOLINA 1996 - 1998
US\$ Barril

Mes	1996	1997	1998	Variación (%) 98/97
Enero	24,63	39,98	30,05	-24,8
Febrero	23,85	38,58	28,64	-25,8
Marzo	25,44	37,05	28,44	-23,2
Abril	30,11	36,84	28,54	-22,5
Mayo	29,13	35,77	29,88	-16,5
Junio	25,03	34,59	27,57	-20,3
Julio	26,69	35,50	28,58	-19,5
Agosto	26,37	38,00	26,21	-31,0
Septiembre	26,65	37,91	26,13	-31,1
Octubre	27,79	34,51	27,55	-20,2
Noviembre	29,85	34,24	25,41	-25,8
Diciembre	28,51	32,46	22,53	-30,6
TOTAL	27,00	36,29	27,46	-24,3

Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras
 Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRECIOS PROMEDIO MENSUALES DE IMPORTACIÓN DE GASOLINA
1996 1998



Fuente: Ecopetrol, Empresas Petroleras
 Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

PRECIOS DE HIDROCARBUROS
Pesos (\$) constantes de 1998 y US\$ corrientes
A 31 de Diciembre

Producto	1996		1997		1998	
	\$ / MBTU	US\$ / MBTU	\$ / MBTU	US\$ / MBTU	\$ / MBTU	US\$ / MBTU
Combustóleo **	1.658,38	2,36	2.017,08	1,84	2.803,51	1,82
Diesel oil	5.110,66	7,28	7.656,08	6,97	10.998,86	7,13
Gas natural comercial (2)	3.019,66	4,30	3.872,58	3,52	6.866,62	4,45
Gas natural doméstico (2)	2.476,61	3,53	5.850,08	5,32	6.332,97	4,11
Gas natural industrial (2)	2.918,70	4,16	3.457,43	3,15	5.346,27	3,47
Gasolina extra (3)	7.938,15	11,30	10.109,16	9,20	16.556,60	10,74
Gasolina regular	5.780,92	8,23	8.660,15	7,88	14.929,60	9,68
GLP (1)	4.538,39	6,46	5.679,05	5,17	7.729,60	5,01
JET - A *	4.878,02	6,95	6.633,31	6,04	6.802,53	4,41
Kerosene	5.302,79	7,55	6.896,93	6,28	9.883,30	6,41

Fuente: Ecopetrol

Precios de venta al público

TRM Diciembre de: 1996 = \$ 1.005,33 ; 1997 = \$ 1.293,60 ; 1998 = \$1.542,11

* Precio en planta de abasto

** Complejo Industrial de Barrancabermeja

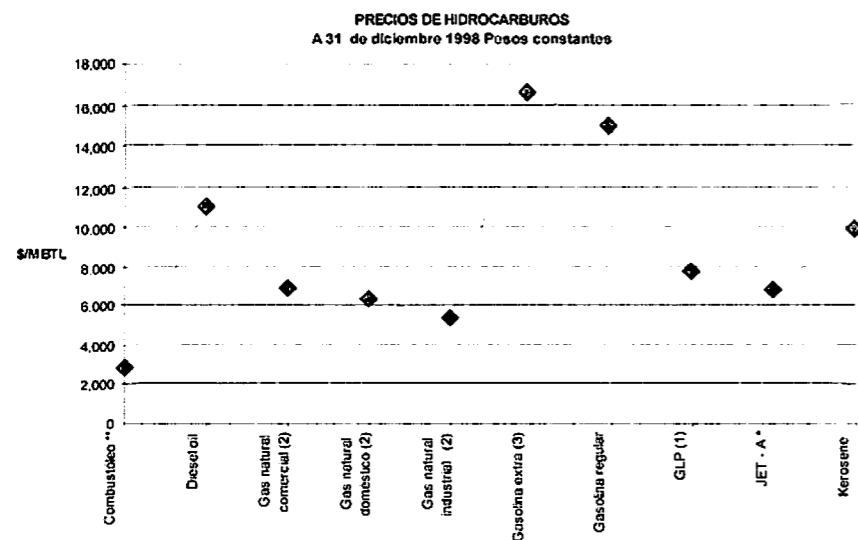
(1) Precio Carrotanque

(2) Precio en Santa Fe de Bogotá

(3) Estudio Evolución de Precios de la Gasolina y el ACPM - Informe Oficial 1 - Servialco

Nota: Deflactor año 1996 = 0,69853 - 1997 = 0,84962

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME



Fuente: Ecopetrol

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

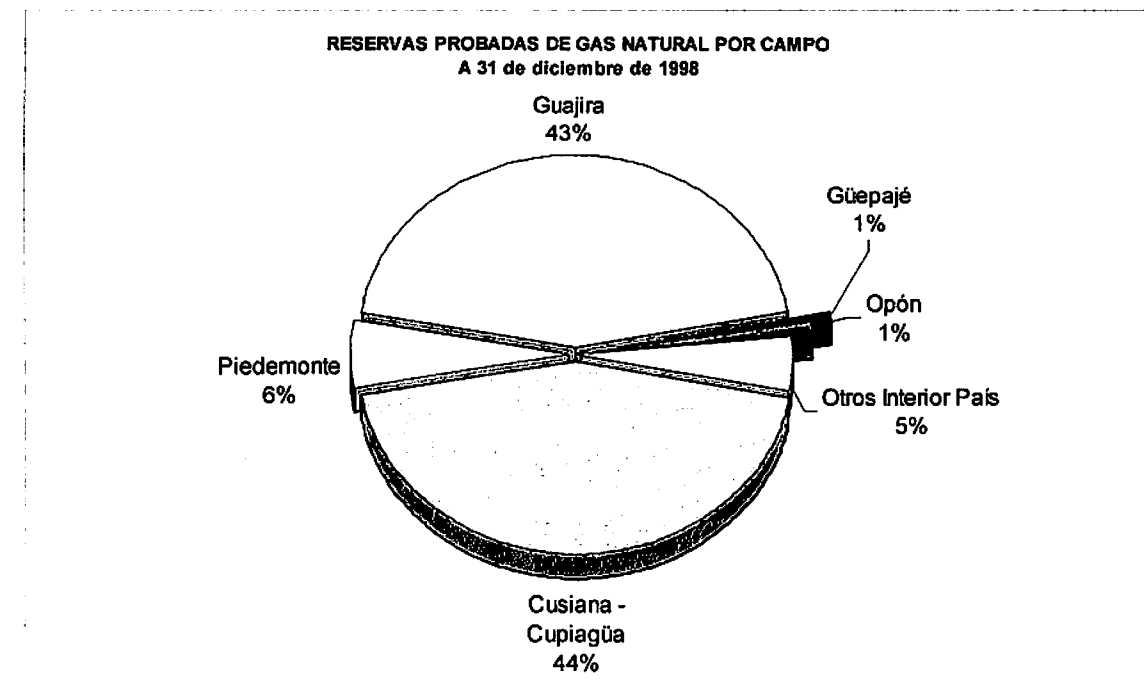
SECTOR HIDROCARBUROS

Gas combustible

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL POR CAMPO
A diciembre de 1998
Giga pies cúbicos

Campos	GPC	%
Guajira	2.975	44,0
Güepajé	49	0,7
Subtotal Costa Atlántica	3.024	44,7
Opón	45	0,7
Otros Interior País	313	4,6
Cusiana - Cupiagua	2.984	44,2
Piedemonte	380	5,6
Subtotal Interior País	3.723	55,2
TOTAL	6.747	100

Fuente : Ecopetrol
Elaboró : Subdirección de Información Minero Energética -UPME

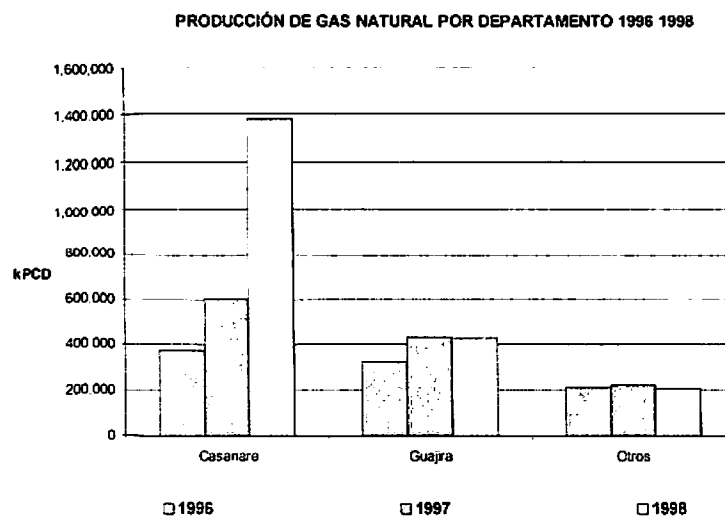


Elaboró : Subdirección de Información Minero Energética -UPME

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTO 1996 - 1998
Miles de pies cúbicos por día calendario

DEPARTAMENTO	1996	1997	1998
Antioquia	5.832	5.288	2.527
Arauca	1.055	908	292
Bolívar	4.792	3.476	3.235
Boyacá	1.374	1.578	1.128
Casanare	373.936	606.556	1.375.621
Cauca	48	50	26
Cesar	397	2.092	100
Córdoba	0	0	0
Cundinamarca	23	132	0
Guajira	323.649	431.723	428.727
Huila	21.820	19.789	15.712
Magdalena	0	0	0
Meta	15.184	18.433	20.583
Nariño	3.986	3.232	1.511
Norte de Santander	7.594	7.311	7.580
Putumayo	19.508	19.864	20.007
Santander	95.047	88.033	92.552
Sucre	30.814	41.555	31.123
Tolima	3.582	8.755	7.096
Total	908.640	1.258.777	2.007.823

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - D.G.H 06/99
Producción Fiscalizada, sin descontar Gas Reinyectado y Gas Lift
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME



Fuente: Ministerio de Minas y Energía - D.G.H 06/99
Otros: Incluye Antioquia, Arauca, Bolívar, Boyacá, Cauca, Cesar, Córdoba, Cundinamarca, Huila, Magdalena, Meta, Nariño, Nte. De Santander, Putumayo, Santander, Sucre y Tolima.
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

POBLACIONES CONECTADAS A
LA RED DE GAS NATURAL - 1998

GASODUCTO	DISTRIBUIDOR	POBLACIÓN	DEPARTAMENTO		
Ballena - Barrancabermeja	Gas Natural del Cesar - Gasnacer	Aguachica	Cesar		
		Codazzi	Cesar		
		Curumani	Cesar		
		Gamarra	Cesar		
		San Alberto	Cesar		
		San Diego	Cesar		
		El Banco	Magdalena		
		Gases de la Guajira		Papayal	Cesar
				San Juan del Cesar	Cesar
				Urumita	Cesar
Barrancas	Guajira				
El Molino	Guajira				
Fonseca	Guajira				
Hatonuevo	Guajira				
Villanueva	Guajira				
Gases del Caribe		La Paz	Cesar		
		Valledupar	Cesar		
Surtigás (Ecopetrol)		Corozal	Sucre		
Centro Oriente	Alcanos del Huila	Aipe	Huila		
		Guacirco	Huila		
		Guamo	Tolima		
		Ibagué	Tolima		
		Natagaima	Tolima		
		Saldaña	Tolima		
Gases de Barrancabermeja (Ecopetrol)		Barrancabermeja	Santander		
		Gas Natural S.A.	Cogua	Cundinamarca	
Marlquita - Cali	Gases del Quindío	Armenia	Quindío		
		Circasia	Quindío		
		La Tebaida	Quindío		
	Gases de Risaralda		Balboa	Risaralda	
			Dos Quebradas	Risaralda	
			La Celia	Risaralda	
			La Virginia	Risaralda	
			Pereira	Risaralda	
	Gases de Occidente		Cali	Valle	
	Gases del Norte del Valle		Guacari	Valle	
Pradera			Valle		
Tulua			Valle		
Yumbo			Valle		
Buga			Valle		
Gas Natural del Centro		Manizales	Caldas		
		Villamaría	Caldas		
Cusiana - Apiay - Bogotá	Madigás	Acacias	Meta		
		Llanogás	Cáqueza	Cundinamarca	
	Fosca		Cundinamarca		
	Guayabetal		Cundinamarca		
	Quetame		Cundinamarca		
	Une		Cundinamarca		
	Cumaral		Meta		
	Pompeya		Meta		
	Porfia		Meta		
	Restrepo		Meta		
	Villavicencio		Meta		
	Gas Natural S.A.		Usme	Cundinamarca	
	Morichal - Yopal	Gases de Cusiana (Ecopetrol)	Yopal	Casanare	

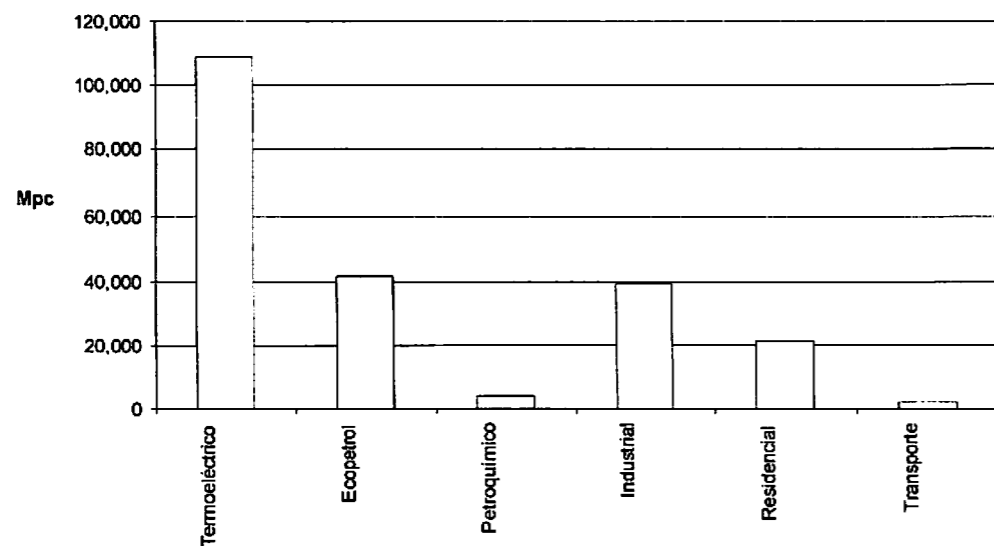
Fuente: Ecogas
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES 1996 - 1998
Mpc / año

SECTOR	1996	1997	1998
Termoeléctrico	64.777,8	102.657,1	108.884
Ecopetrol	39.266,7	42.024,8	41.479
Petroquímico	5.885,9	5.597,5	4.199
Industrial	38.829,8	37.578,4	39.381
Residencial	13.962,5	17.329,6	21.387
Transporte	2.012,9	2.118,1	2.161
TOTAL	164.735,6	207.305,5	217.490,6

Fuente: Ecopetrol - Gerencia de Comercialización de Gas. - Cierre Anual 1998
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES
1998



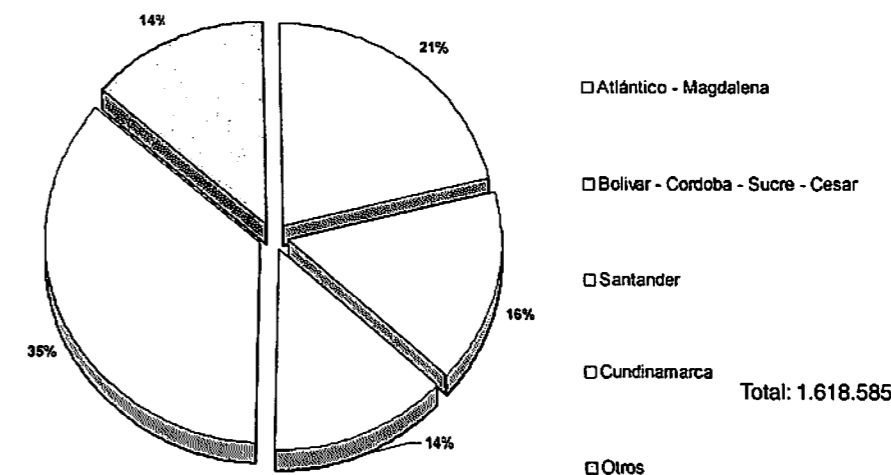
Fuente : Ecopetrol - Gerencia de Comercialización de Gas. - Cierre Anual 1998
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL
POR DEPARTAMENTO 1996 1998

Departamento	Instalaciones a diciembre 31 / 96	Instalaciones a diciembre 31 / 97	Instalaciones a diciembre 31 / 98
Guajira	19.676	24.789	28.691
Atlántico - Magdalena	253.800	300.575	339.678
Bolívar - Córdoba - Sucre - Cesar	217.462	241.569	260.366
Santander	199.215	211.069	218.828
Norte de Santander	0	7.788	9.545
Huila	61.253	66.386	72.689
Meta - Casanare	57.730	60.296	68.268
Cundinamarca	321.389	428.234	577.657
Caldas			4.996
Valle			29.768
Quindío			3.566
Risaralda			4.533
TOTAL	1.130.525	1.340.706	1.618.585

Fuente : Ecopetrol - Sep/98
Elaboró : Subdirección de Información Minero Energética - UPME

INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL
PARTICIPACION POR DEPARTAMENTO
a diciembre 31 / 98



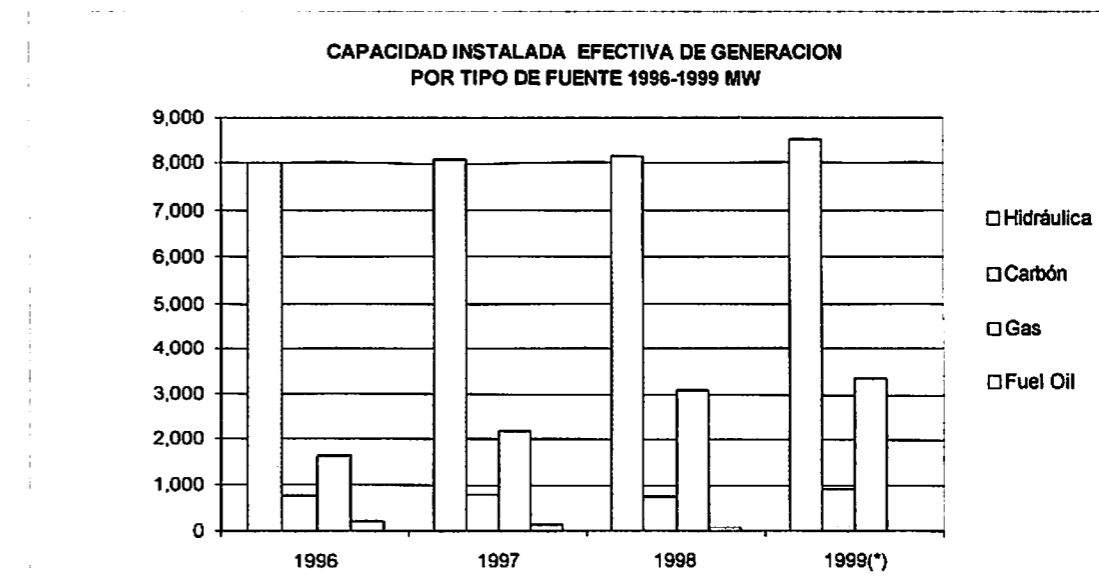
Fuente : Ecopetrol
Elaboró : Subdirección de Información Minero Energética - UPME

S ECTOR ELÉCTRICO

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DE GENERACIÓN POR TIPO DE FUENTE 1996-1999
MW

Año	Hidráulica	%	Térmica				Subtotal	%	Total
			Carbón	Gas	Fuel Oil				
1996	8.016	76	754	1.618	213	2.584	24	10.600	
1997	8.101	72	767	2.173	137	3.077	28	11.178	
1998	8.163	68	738	3.086	59	3.883	32	12.046	
1999(*)	8.535	66	906	3.379	9	4.294	34	12.829	

Fuente : ISA- mayo-99.
Elaboración Subdirección de Información Minero Energética, UPME.
* Programada a diciembre/99.



Fuente : ISA- mayo-99.
Elaboración Subdirección de Información Minero Energética, UPME.
* Programada a diciembre/99.

CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN DEL SIN POR EMPRESAS 1996-1998
MW

POR EMPRESAS	EFECTIVA		
	1996	1997	1998
CEDELCA	30,0	32,0	54,0
CEDENAR	28,8	29,0	7,0
CENS	165,0	15,0	178,0
CHB	499,2	540,0	540,0
CHEC	215,0	267,0	283,5
CHIDRAL (3)	106,0	0,0	76,0
CHIVOR S.A.		1.000,0	1.000,0
CÓRDOBA	11,0	11,0	
CORELCA	662,0	468,0	655,0
EBSA	178,0	178,0	179,0
ECOPETROL	120,5	80,0	82,0
EEPPM	1.709,0	1.710,0	2.014,6
ELECTRANTA	78,0	47,0	47,0
ELECTRIBOL	36,0	36,0	37,0
ELECTROHUILA	4,3	4,0	4,0
ELECTROLIMA	52,6	53,0	53,0
EMGESA (2)	2.316,0	2.454,0	2.513,5
EPSA	735,0	876,0	770,0
ESSA	184,0	172,0	177,0
FLORES	254,0	254,0	404,0
ISAGEN (1)	2.593,0	1.659,0	1.608,0
MERILÉCTRICA (n)			156,0
PROELÉCTRICA	90,0	90,0	92,0
TASAJERO		163,0	
TEBSA	533,1	853,0	901,5
TERMOCARTAGENA		187,0	
TERMOVALLE (n)			214,0
Total Sistema Interconectado	10.600,5	11.178,0	12.046,1

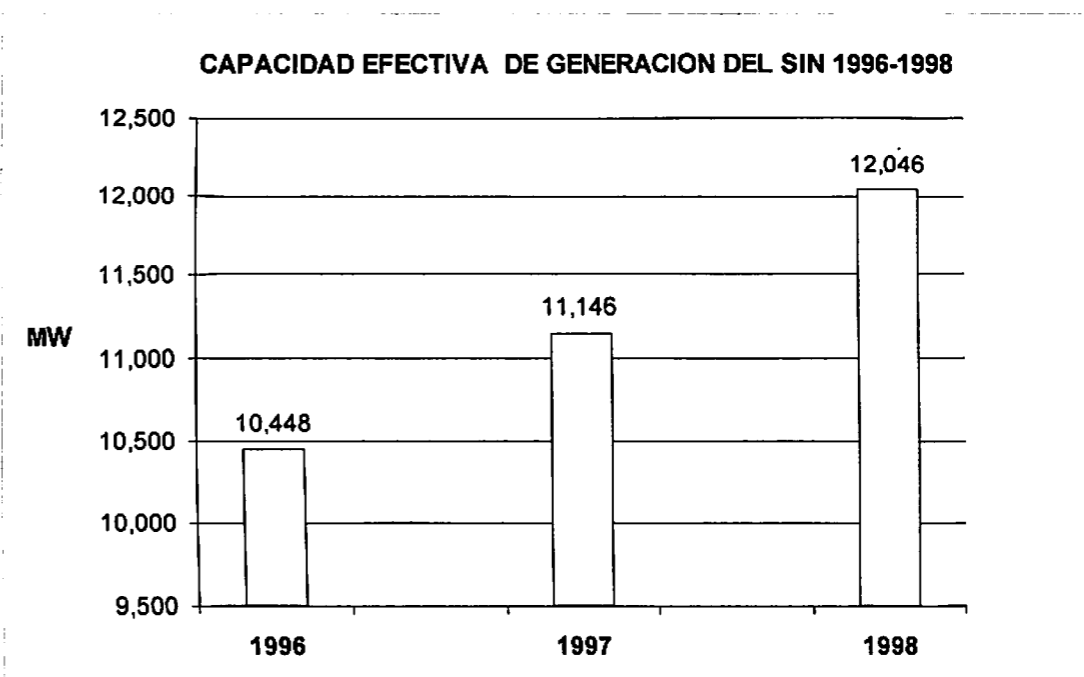
Fuente: Información ISA, enero 1999.

(1) ISAGEN incluye Zipas 4,5 en 1997 y en 1998 corresponde a EMGESA.

(2) E.E.B., a partir de octubre de 1997 se llama EMGESA.

(3) Fuera de servicio.

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética -UPME



ENTRADAS Y RETIROS DE UNIDADES DE GENERACIÓN 1998

UNIDADES HIDRÁULICAS	UNIDAD	FECHA	CAPACIDAD EFECTIVA
		1998	NETA (MW)
ENTRADAS			
	SALTO3	JULIO	14,2
	SALTO1	AGOSTO	14,2
	SALTO2	AGOSTO	14,2
	SALTO4	SEPTIEMBRE	14,2
	TOTAL		56,8
RETIROS			
	CALDERAS1	SEPTIEMBRE	-12,0
	CALDERAS2	SEPTIEMBRE	-12,0
	TOTAL		-24,0
VARIACIONES EN CAPACIDAD			
	MEN. CEDENAR	ENERO	1,2
	MEN. CEDELCA	ENERO	1,4
	INSULA	AGOSTO	7,2
	TOTAL		9,8
	TOTAL NETO HIDRÁULICO		42,6
UNIDADES TÉRMICAS	UNIDAD	FECHA	CAPACIDAD EFECTIVA
		1998	NETA (MW)
ENTRADAS			
	TERMOPÓN1	FEBRERO	104,0
	MERILÉCTRICA1	FEBRERO	154,0
	TERMO SIERRA1	FEBRERO	150,0
	TERMOPÓN2	MARZO	104,0
	TERMO SIERRA2	MARZO	150,0
	FLORES3	ABRIL	150,0
	TEBSA24	OCTUBRE	115,0
	TERMOVALLE1	DICIEMBRE	210,0
	TOTAL		1137,0
RETIROS			
	CHINÚ1	FEBRERO	-6,0
	CHINÚ2	FEBRERO	-5,0
	TERMOPÓN1	JULIO	-104,0
	TERMOPÓN2	JULIO	-104,0
	YUMBO3	OCTUBRE	-29,0
	TABOR1	AGOSTO	-25,0
	BARRANQUILLA1	DICIEMBRE	-54,0
	TOTAL		-327,0
VARIACIONES EN CAPACIDAD			
	FLORES 1	ENERO	3,0
	COCA1	ENERO	2,0
	BARRANQUILLA 3	ENERO	2,0
	CARTAGENA 2	FEBRERO	2,0
	BARRANQUILLA 3	MARZO	2,0
	BARRANQUILLA 4	MARZO	9,0
	TERMOCENTRO 1, 2	ABRIL	-2,0
	ZIPA 3,4,5	JUNIO	-3,0
	TERMODORADA1	JUNIO	-1,0
	GUALANDAY1	AGOSTO	2,0
	TOTAL		16,0
	TOTAL NETO TÉRMICO		826,0
	TOTAL NETO CAPACIDAD SIN		868,6

Fuente:
ISA - Informe de Operación 1998

Elaboró:
Subdirección de Información
Minero Energética - UPME

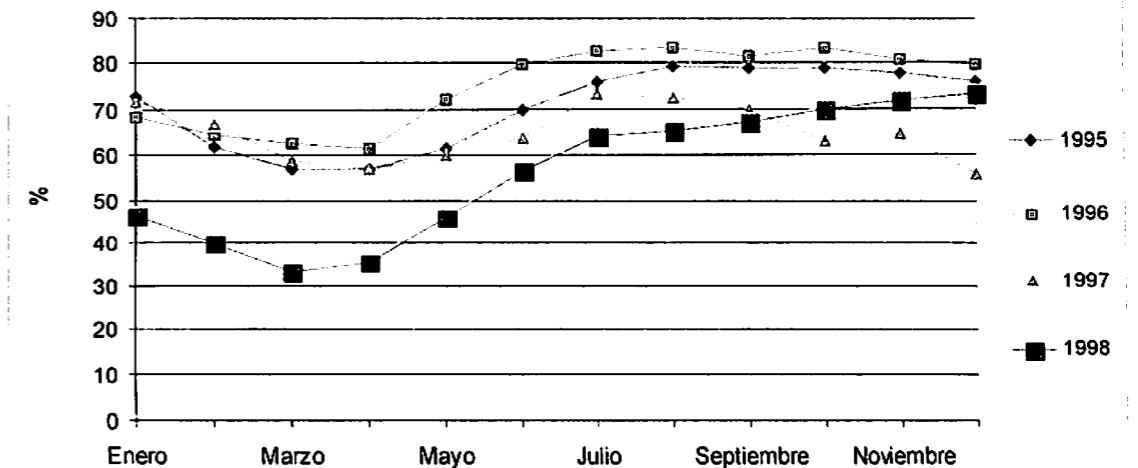
328

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL
DEL SIN 1996-1998
Porcentaje

MES	1995	1996	1997	1998
Enero	73,00	69,00	72,00	46,97
Febrero	62,00	65,00	67,00	40,31
Marzo	57,00	63,00	59,00	33,64
Abril	57,00	62,00	57,00	36,00
Mayo	61,52	72,44	60,23	46,53
Junio	70,04	80,01	63,72	56,97
Julio	75,89	83,12	73,30	64,82
Agosto	79,58	84,00	72,53	65,65
Septiembre	78,85	82,00	69,95	67,63
Octubre	79,00	84,00	63,23	70,28
Noviembre	78,00	81,48	64,73	72,35
Diciembre	76,00	80,00	55,94	73,75

Fuente: ISA- Gerencia de Información - Abril - 99
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética -UPME

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL DEL SIN 1995-1998



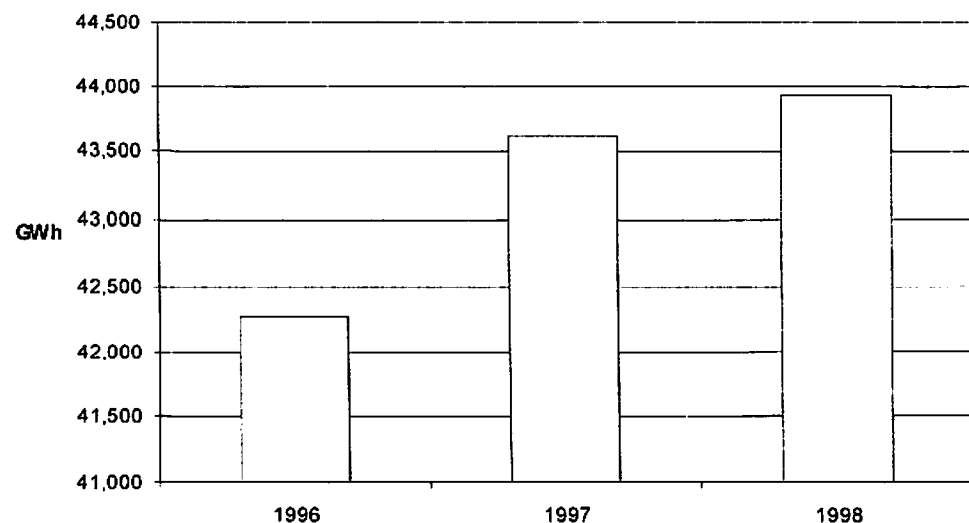
329

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE FUENTE
SIN 1995-1998
GWh

GENERACIÓN	1996	1997	1998	Variación % 98 /97
Térmica	7.215,9	12.363,5	13.372,7	8,16
Hidráulica	35.068,0	31.254,0	30.558,9	-2,22
Total generación	42.283,9	43.617,5	43.931,6	0,72

Fuente: ISA - Gerencia Servicios de Información
Elaboró: Subdirección de Información -UPME

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 1996-1998



Fuente: ISA - Gerencia Servicios de Información
Elaboró: Subdirección de Información -UPME

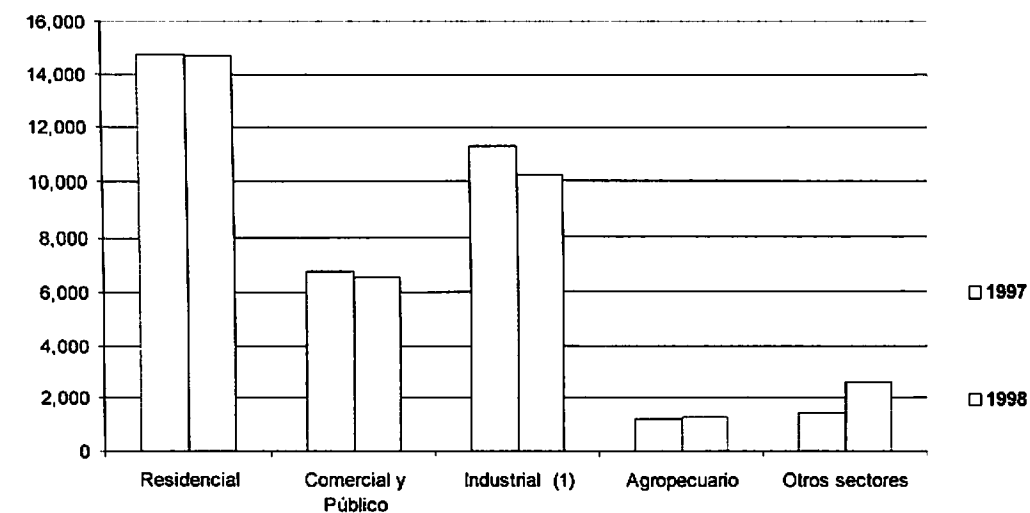
CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD POR SECTORES 1997-1998
GWh

SECTOR	1997	Participación %	1998	Participación %	Var %
Residencial	14.728,9	41,6	14.692,2	41,6	-0,2
Comercial y Público	6.795,2	19,2	6.534,8	18,5	-3,8
Industrial (1)	11.285,4	31,8	10.212,9	28,9	-9,5
Agropecuario	1.219,6	3,4	1.249,8	3,5	2,5
Otros Sectores	1.405,8	4,0	2.640,5	7,5	87,8
Total	35.434,9	100	35.330,2	100	-0,3

(1) Incluye consumo por cogeneración (2.001 GWh para 1997 y 2.014,1 en 1998).

Fuente: Balances Energéticos Consolidados.
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES 1997-1998
GWh



Fuente: Balances Energéticos Consolidados.

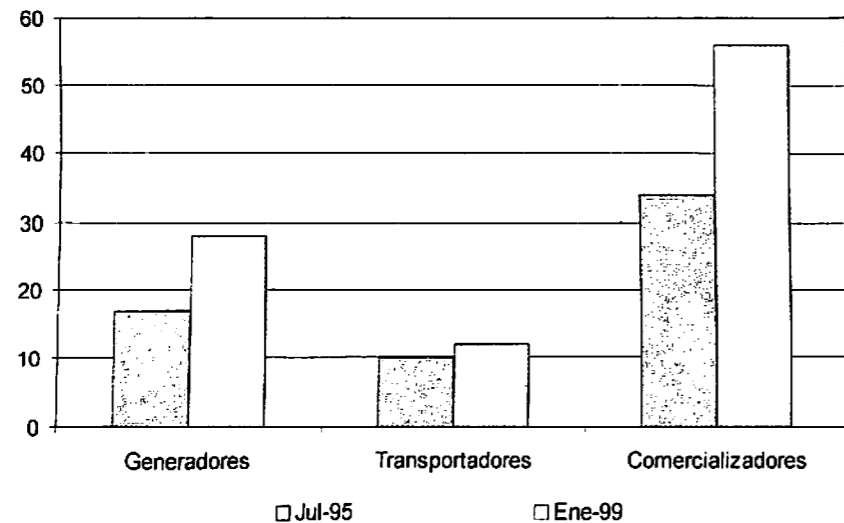
(1) Incluye consumo por cogeneración (2.001 GWh para 1997 y 2.014,1 en 1998).
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME.

AGENTES DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA
Julio 1995 - Enero 1999

Agentes	jul-95			ene-99		
	Publicos	Privados	Total	Publicos	Privados	Total
Generadores	16	1	17	13	15	28
Transportadores	10	0	10	9	3	12
Comercializadores	32	2	34	35	21	56

Fuente : ISA
Elaboración Subdirección de Información Minero Energética - UPME

AGENTES DEL MEM JULIO 1995 - ENERO 1999



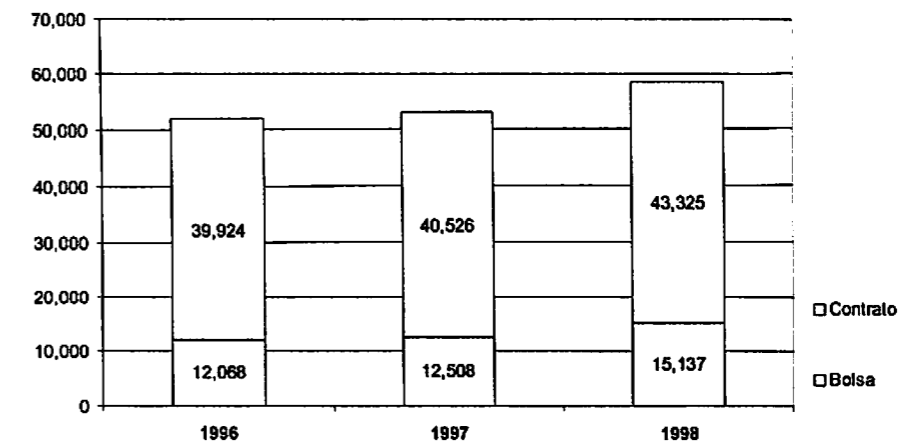
Fuente : ISA
Elaboración Subdirección de Información Minero Energética - UPME

TRANSACCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM 1996-1998
GWh

Mes	1996		1997		1998	
	Bolsa	Contrato	Bolsa	Contrato	Bolsa	Contrato
Enero	720,60	3.263,4	1.119,69	3.365,4	1.237,38	3.746,1
Febrero	944,92	3.188,0	965,50	3.159,0	1.117,98	3.479,5
Marzo	1.002,67	3.408,7	1.180,08	3.380,1	1.106,57	3.855,8
Abril	1.042,80	3.259,9	965,15	3.361,8	989,31	3.852,0
Mayo	1.127,75	3.285,5	926,64	3.273,0	1.211,13	3.504,0
Junio	1.119,33	3.099,1	984,22	3.122,9	1.435,99	3.327,9
Julio	1.201,92	3.237,6	1.172,63	3.389,6	1.452,34	3.598,6
Agosto	1.205,40	3.240,6	1.132,42	3.549,6	1.395,19	3.637,0
Septiembre	842,43	3.550,7	1.052,37	3.332,9	1.118,83	3.770,1
Octubre	1.116,02	3.375,4	1.065,45	3.445,7	1.192,33	4.112,8
Noviembre	879,12	3.382,7	920,83	3.545,4	1.322,72	3.274,9
Diciembre	865,35	3.632,3	1.022,64	3.600,8	1.557,28	3.166,5
Total	12.068,31	39.923,8	12.507,64	40.526,19	15.137,04	43.325,31

Fuente: ISA -Gerencia Servicios de Información-abril-99
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética, UPME

TRANSACCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM 1996-1998
GWh



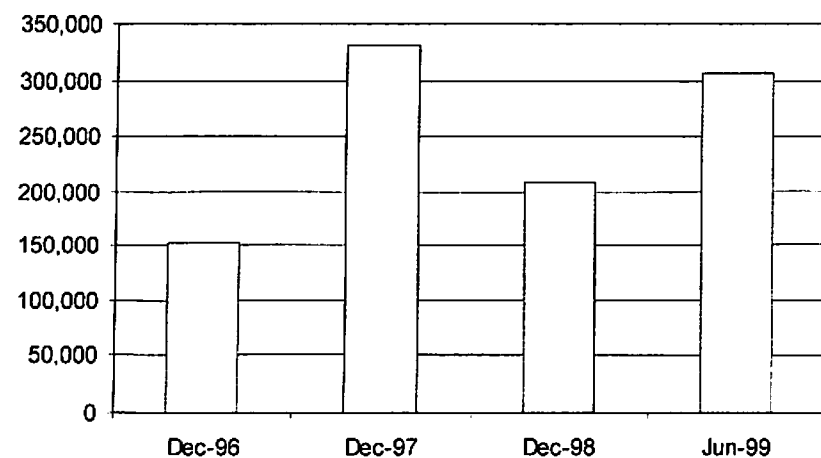
Fuente: ISA -Gerencia Servicios de Información-abril-99
Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética, UPME

EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA CARTERA DEL SIC
1996-1999
Millones de pesos corrientes

Mes	1996	1997	1998	1999
Enero	n.d	166.000	395.902	238.050
Febrero	n.d	185.000	463.268	238.507
Marzo	n.d	198.000	541.754	307.861
Abril	105.000	213.000	253.016	315.631
Mayo	119.000	138.000	283.475	300.985
Junio	136.000	150.000	357.042	307.513
Julio	129.000	162.000	367.842	
Agosto	140.000	180.000	414.575	
Septiembre	130.000	200.000	439.971	
Octubre	122.000	210.000	467.340	
Noviembre	135.000	247.013	203.577	
Diciembre	153.000	330.778	209.501	

Fuente: ISA
nd: no disponible
Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética, UPME

EVOLUCIÓN DE LA CARTERA DEL SIC 1996-1998
Millones de pesos corrientes

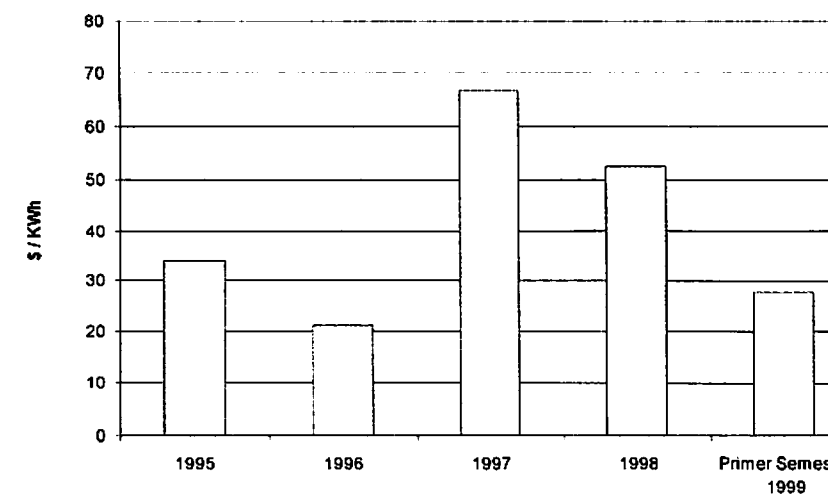


EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLSA 1995-1999
\$/KWh

Año	Energía	Potencia	Penalizaciones	Restricciones	Respaldo	Total
1995	20,38	11,76	-0,50	2,23	0,38	33,87
1996	7,28	12,51		1,27	0,03	21,06
Año	Energía	CND-CRD-SIC	Penalizaciones	Restricciones		Total
1997	63,83	0,41	-0,36	2,86		66,74
1998	50,22	0,48	-0,21	1,82		52,31
1999	24,75	0,59	-0,06	2,62		27,90
Enero	24,75	0,55	-0,06	2,71		27,95
Febrero	24,91	0,61	-0,05	2,15		27,62
Marzo	21,52	0,56	-0,07	2,60		24,61
Abril	23,56	0,61	-0,07	2,92		27,02
Mayo	25,68	0,59	-0,05	2,60		28,82
Junio	28,09	0,61	-0,08	2,75		31,37

Fuente: ISA -Gerencia Servicios de Información-julio-99
CND: Centro Nacional de Despacho
CRD: Centros Regionales de Despacho
SIC: Sistemas de Intercambios Comerciales
Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética, UPME

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN BOLSA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 1995-1999



PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN 1998-2003

AÑO	Long. km.	Líneas				JUSTIFICACION
		RECONFIGURACION		LÍNEAS NUEVAS		
		de	a	de	a	
1998	121	Popayán	Juanchito	Popayán	Páez	Crecimiento de demanda en el Valle.
	29			Páez	Juanchito	
	7.4	Termoflores	Sabana2	Termoflores	Nva. Bquilla.	Aumento de la capacidad de generación en la zona.
	46			Sabana2	Nva. Bquilla.	
	7.4	Termoflores	Tebsa	Termoflores	Nva. Bquilla.	
	22.5			Tebsa	Nva. Bquilla.	
		San Carlos2	Guatape	Guatape	La Sierra	Disminución del nivel de corto en San Carlos y aumento de la capacidad de exportación del centro a Bogotá.
	67	San Carlos2	La Sierra			
	97.1	San Carlos2	Pumio	Pumio	La Sierra	
	70		San Carlos2	La Sierra		
		Guadalupe	Barbosa	Guadalupe	Occidente	
	81.2	Occidente	Tasajera			
	16			Tasajera	Bello	Crecimiento de demanda.
1999	160	Paipa	Bmanga.	Nva. Paipa	Nva. Bmanga.	Aumento de la capacidad de importación en el área del Nordeste y aumento de la confiabilidad en el suministro de energía. Disminución de la restricción por tensión en el área del Nordeste.
	15	Paipa	Chivor	Paipa	Nva. Paipa	
	134.7			Nva. Paipa	Chivor	
	15	Paipa	Chivor	Paipa	Nva. Paipa	
	134.7			Nva. Paipa	Chivor	
	14	Palos	Comuneros	Palos	Nva. Bmanga.	
	76.1			Nva. Bmanga.	Comuneros	
	160			Nva. Paipa	Nva. Bmanga.	
	37.5			Nva. Bmanga.	Bmanga.	
	211.5			San Carlos2	Virginia2	Aumento de la capacidad de importación en el Valle.
	169.4			Virginia2	San Marcos	
	46			Sabana2	Nva. Bquilla.	Aumento de la capacidad de exportación entre Barranquilla y Sabana.
	46			Sabana2	Nva. Bquilla.	
	92.6			Sabana	Fundación	Disminución de la restricción en Guajira a una unidad y aumento de la confiabilidad.
	104			Primavera	Playas	Aumento de la capacidad de exportación del Magdalena medio, eliminando la restricción por alta generación en Bogotá y baja en la zona de EEPPM.
	84	Cerromatoso1	Urrá	Cerromatoso2	Urrá	Nueva generación.
	84			Cerromatoso2	Urrá	
	48.6	Urabá	Urrá	Urabá	Urrá	Conversión de 115 a 230 kv
	68.2			Salto	Bello	Crecimiento de la demanda
	44.4			Salto	Barbosa	Crecimiento de la demanda
	22			Hermosa	Virginia	Aumento de la confiabilidad

336

AÑO	Long. km.	Líneas				JUSTIFICACION
		RECONFIGURACION		LÍNEAS NUEVAS		
		de	a	de	a	
	23.6	Esmeralda	San Marcos	Esmeralda	Virginia	Aumento de la demanda en el área de CHEC
	169.4			Virginia	San Marcos	
	23.6	Esmeralda	Cartago	Esmeralda	Virginia	
	18.4			Virginia	Cartago	
2000	50.7			Porce	Barbosa	Nueva generación
	9.83			Porce	Salto	
	2			Porce	Guadalupe	
	87.7	Cartago	San Marcos	Cartago	Tuluá	Crecimiento de la demanda en el Valle.
	71.4			Tuluá	San Marcos	
	211.5	San Carlos 220	Virginia 220	San Carlos 500	Virginia 500	Conversión de la línea de 230 a 500 KV
		Virginia 220	S.Marcos 220			
	169.4			Virginia 500	S. Marcos 500	
	37.5	Bmanga.	Barranca	Bmanga.	Nva. Bmanga.	Aumento de la capacidad de importación en la zona.
	52.5			Nva. Bmanga.	Barranca	
2001	91.1	Pumio	La Sierra	Pumio	San Carlos	Aumento de la capacidad de importación del área de Bogotá.
	97.1	San Carlos	La Sierra	Pumio	La Sierra	
	97.1			Pumio	La Sierra	
	73.7			San Felipe	Pumio	
	73.7			San Felipe	Pumio	
	86			Sabana	Cartagena	Eliminación restricción Cartagena
	150			Primavera	Nva. Bmanga	Eliminación restricción Tasajero
	116			Nva. Bmanga	Tasajero	
2002	13.7	Circo	Guavio	Circo	Mirador	Crecimiento de la demanda en la zona de Bogotá.
	93.6			Mirador	Guavio	
	12	Torca	Guavio	Torca	Mirador	
	93.6			Mirador	Guavio	
	40	San Felipe	Pumio	San Felipe	Miel	Nueva generación.
	25			Miel	Pumio	
	40	San Felipe	Pumio	San Felipe	Miel	
	25			Miel	Pumio	

Fuente : Subdirección de Planeación Energética, UPME

337

Departamento	Obra	Inversión Millones	Entregadas a
ATLÁNTICO		21.303,50	
	Ampliación subestación Malambo 110 kV		Electrocaribe
	Ampliación subestación Sabanalarga 110 kV		Electrocaribe
	Línea 110 kV Sabanalarga-Malambo		Electrocaribe
	Línea de conexión 110 kV Cordialidad - Cruce línea 704 Soledad - Silencio		Electrocaribe
	Subestación Cordialidad 110/13,4 KV		Electrocaribe
	Subestación nueva Barranquilla La Arenosa 220/110 KV		Transelca
	Línea 110 KV Barranquilla-El Silencio		1
	Ampliación subestación El Silencio 110 KV		2
BOLÍVAR		32.331,80	
	Subestación El Carmen 110/13,8 KV		Electrocosta
	Línea 66 kV Carreto-Calamar		Electrocosta
	Ampliación subestación Zambrano 66/34,5/13,8 KV		Electrocosta
	Redes 13,8 KV Achí y Montecristo		Electrocosta
	Línea 110 kV El Carmen-Tolúviejo		Electrocosta
	Ampliación Subestación Panceguita 34,5 KV		Electrocosta
	Línea Magangué - Panceguita 34,5		Electrocosta
	Línea 13,8 KV Achí -Montecristo		Electrocosta
	Línea derivación Chapetona 34,5 kV Chapetona - Papayal 13,8 kV y S/E La Chapetona 34,5/13,8 kV (San Martín de Loba)		Electrocosta
	Línea 110 kV Termocartagena - Zaragocilla		3
	Subestación Carreto 66/34,5/13,8 kV		4
	Subestación Calamar 66/34,5 /13,5		4
SUCRE		69.242,40	
	Nueva subestación Berrugas		Electrocosta
	Línea San Onofre - Berrugas		Electrocosta
	Nueva subestación Golfo de Morrosquillo		Electrocosta
	Línea Tolúviejo- Coveñas		Electrocosta
	Ampliación Subestación Tolúviejo		Electrocosta
	Línea Boston - Tolúviejo		Electrocosta
	Ampliación subestación Boston		Electrocosta
	Línea Sincetejo 34,5 kV- Cruce Ln-509		Electrocosta
	Nueva subestación Sierra Flor		Electrocosta
	Nueva subestación Sincé		Electrocosta
	Línea Sincé - Cruce Línea 713 Chinú - Magangué		Electrocosta
	Línea Boston - Chinú		Electrocosta
	Línea Chinú- Coveñas		Electrocosta
	Línea Chinú - San Marcos		Electrocosta
	Nueva subestación San Marcos		Electrocosta
	Línea San Marcos - Majagual		Electrocosta
CÓRDOBA		43.739,70	
	Nueva subestación Montería (Río Sinú)		Electrocosta
	Línea Subestación Río Sinú - Pradera		Electrocosta
	Ampliación subestación Chinú		Electrocosta
	Ampliación subestación Montería		Electrocosta
	Línea subestación Montería - Río Sinú		Electrocosta
	Línea subestación Tierralta - Río Sinú		Electrocosta
	Nueva subestación Tierralta		Electrocosta
	Nueva subestación Planeta Rica		Electrocosta
	Línea Cerromatoso - Planeta Rica		Electrocosta
	Ampliación subestación Cerromatoso		Electrocosta
	Línea Cerromatoso-Montelíbano		Electrocosta
	Línea Cerromatoso - Puerto Libertador		Electrocosta
CESAR		35.311,30	
	Línea 34,5 kV Valledupar-Salguero		Electrocaribe
	Línea 34,5 kV Valledupar-Planta Valledupar		5
	Ampliación subestación Codazzi 110 kV		Electrocaribe
	Subestación Tamalameque 110/34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Subestación zona carbonífera La Jagua 110/34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Ampliación subestación Salguero 34,5/13,8 kV		Electrocaribe

	Línea 110kV Tamalameque-El Banco		Electrocaribe
	Subestación Planta Valledupar 'Guatapurí' 34,5/13,8kV		Electrocaribe
	Línea 110 kV Codazzi-La Jagua		Electrocaribe
	Subestaciones Aguas Blancas, Val de Jesús, Mariangola, Pueblo Bello		6
	Línea 34,5 kV Valledupar-Valencia de Jesús - Mariangola		6
	Redes de Molina (La Gloria)		Electrocaribe
	Línea 13,8 kV Simaña-Molina (La Gloria)		Electrocaribe
	Línea 13,8 kV Zapatoza-Peralejal, Zapatoza-Vigia y Caimancito (Tamalameque)		Electrocaribe
	Redes Vigía, Caimancito, Rivera y vereda El Leñal (Tamalameque)	Electrocaribe	
MAGDALENA		43.570,30	
	Línea 34,5 kV Gaira - Aeropuerto		Electrocaribe
	Ampliación subestación Aeropuerto 34,5 kV		Electrocaribe
	Línea 110kV Sabanalarga - Salamina		Electrocaribe
	Línea 34,5 kV Gaira - Rodadero		Electrocaribe
	Subestación Gaira 110/34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Subestación Ciénaga 110/13,8 kV		Electrocaribe
	Subestación Salamina 110/34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Ampliación subestación Manzaneros 34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Ampliación subestaciones Fundación 34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Ampliación subestación El Banco 110/34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Subestaciones Zona Bananera 34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Línea 34,5 KV El Banco - Guamal		Electrocaribe
	Subestación Plato 34,5/138 kV		Electrocaribe
	Líneas Plato - Apure 13,8 kV, Plato - Real del Obispo 34,5 kV y subestación Real del Obispo 34,5/ 13,8 kV		Electrocaribe
	Redes Cienagueta y Aguas Vivas (Plato)		Electrocaribe
	Redes San Rafael, Las casitas, Santa Rita (Remolino)		Electrocaribe
	Línea a 13,8 kV Guaimaro las Casitas - San Rafael (Remolino)		Electrocaribe
	Remodelación línea 110 kV Río Córdoba-Ciénaga		7
	Línea 110 kV de conexión Gaira-Cruce Línea 710 (Santa Marta-Río Córdoba)		8
GUAJIRA		26.117,50	
	Remodelación y ampliación redes Maicao		Electrocaribe
	Nueva subestación Riohacha 'Majayura' 110/34,5/13,8 kV y ampliación S/E Riohacha 110 kV		Electrocaribe
	Ampliación S/E Villa Nueva y adecuación S/E Fonseca, Barrancas, Hato Nuevo, Manaure, Barbacoas 34,5/13,8 kV		Electrocaribe
	Cambio alimentadores primarios 13,8 kV en Riohacha y Maicao		Electrocaribe
	Dos nuevos circuitos en Riohacha 13,8kV		Electrocaribe
	Remodelación y ampliación redes de Riohacha		Electrocaribe
	Remodelación línea 34,5kV Riohacha-Camarones		Electrocaribe
	Adecuación Línea 34,5 kV Villanueva San Juan - Fonseca- Barrancas		Electrocaribe
	Remodelación redes de Urumita		Electrocaribe
	Línea 110 kV Riohacha - Nueva Riohacha		9
SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA		14.738,30	
	Remodelación redes Isla de Providencia		10
	Remodelación redes Isla de San Andrés		10
	Línea 34,5 kV School House - El Bight		10
	Línea 34,5 kV School House - Punta Evans		10
	Nueva subestación Isla de San Andrés 'Scholl House'		10
Total		286.354,80	

Fuente: CORELCA, 14 de mayo-99

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética-UPME

1. Suspendida por inconvenientes con la comunidad.
2. Se solucionan inconvenientes técnicos presentados con la S/E existente.
3. Se gestiona suministro de materiales a Electrocosta
4. No han finalizado debido a que en estas subestaciones se instalaron los equipos desmontados de la subestación El Carmen.
5. Por solicitud de Planeación Municipal, es necesario modificar unas estructuras de la línea
6. En proceso de entrega a Electrocaribe
7. En espera de la construcción de un circuito a 13,2kV por parte de Electrocaribe.
8. Se adelantan gestiones para solucionar problemas de servidumbres.
9. Se han presentado inconvenientes con la comunidad, que incidieron en el rendimiento de los trabajos.
10. En proceso de entrega a Archipiélago Power and Light.

PROYECTO DE ASISTENCIA TECNICA AL SECTOR ELÉCTRICO
CREDITO 3827-CO

UTILIZACION DE RECURSOS DEL PROYECTO 1
(US\$)

1998

Objetivo del proyecto	Ejecutado	En ejecución	Previsto
1. Reforma regulatoria y política energética	1.326.693 ²	678.740	948.250
2. Asistencia al sector de energía eléctrica	1.686.803	1.010.394	1.549.146
3. Asistencia al sector de Gas.	1.047.753 ³	110.000 ⁴	743.017
4. Medio Ambiente	62.760		500.000
5. Administración de la demanda de energía ⁵	30.680		
Subtotales	4.154.689	1.799.134	3.740.413
Capacitación	222.836		261.000
Unidad Ejecutora y Administración del PNUD	461.245		360.683
Subtotales	684.081		621.683
Totales	4.838.770	1.799.134	4.362.096

Fuente: BID

1 Al 16 de Diciembre de 1998.

2 Comprende Software especializado UPME- UIME- CREG.

3 Se incluye aquí el Software del CTG de ECOGAS.

4 Ibid.

5 Este objetivo del proyecto se canceló debido al proyecto del BID

APORTES DEL GOBIERNO NACIONAL PARA CUBRIR SUBSIDIOS
OTORGADOS POR MENORES TARIFAS SECTOR ELÉCTRICO 1995-1999
millones de pesos

EMPRESA	1995	1996	1997	1998	1999
Archipelago's Power & Light Co S.A	971	1,535	1,555	1,797	
Electrificadora de San Andres y Providencia					
Central HidroEléctrica de Caldas	2,558	4,011	4,010	4,632	11,052
Centrales Eléctricas de Nariño	3,548	11,975	10,467	12,090	17,523
Centrales Eléctricas del Cauca	3,072	5,881	5,709	6,594	10,612
Centrales Eléctricas del Norte de Santander	993	3,175	3,367	3,889	7,596
Compañía de Electricidad de Tuluá (Valle)	354	1,352	1,382	1,597	727
Departamento del Casanare (área interconectada)	462	645	689	795	
Departamento del Putumayo (área interconectada)	486	739	749	865	
Valle de Sibundoy					
Electrificadora de Bolívar	2,362	2,531	2,546		
Electrificadora de Córdoba	2,600	6,317	6,719	7,760	
Electrificadora de la Guajira	1,888	2,890	2,798	3,232	
Electrificadora de Santander	1,707	1,943	595	687	2,818
Electrificadora de Sucre	2,378	3,642	3,652	4,272	
Electrificadora del Atlántico	1,778	1,183	1,075		
Electrificadora del Caquetá	529	507	555	642	1,599
Electrificadora del Cesar	1,433	2,701	2,845	3,286	
Electrificadora del Chocó	2,082	2,338	2,381	2,751	3,484
Electrificadora del Huila	1,741	2,657	2,772	3,202	5,929
Electrificadora del Magdalena	1,254	3,881	4,293	4,959	
Electrificadora del Meta	975	1,979	1,909	2,205	858
Electrificadora del Tolima	3,078	2,822	2,868	3,312	8,239
ELECTROCARIBE					6,977
ELECTROCOSTA					15,056
Empresa Antioqueña de Energía	5,458	9,487	11,346	13,104	26,514
Empresa de Energía de Magangué (Bolívar)	819	1,530	1,571	1,814	
Empresa de Energía de Boyacá	60	774	0	1,715	8,844
Empresa de Energía de Cartago (Valle)	233	814	834	963	780
Empresa de Energía del Amazonas	986	1,554	1,575	1,820	650
Empresa de Energía del Arauca (área interconectada)	462	645	689	795	2,071
Empresa de Energía del Pacífico	1,750	3,771	3,800	4,389	9,367
Empresa de Energía del Quindío	1,119	1,388	1,371	1,583	3,860
Empresa de Energía del Valle del Sibundoy					628
Empresas de Energía de Cundinamarca	2,830	5,184	5,036	5,817	5,004
Empresas Públicas de Pereira (Risaralda)	1,060	1,122	1,174	1,356	
Empresas Públicas de Yarumal (Antioquia)	0	1,092	1,106	1,298	1,277
Mocoa y Villa Garzón (Putumayo)	0	0	0	866	628
Municipio de Campamento (Antioquia)	0	165	167	193	193
Municipio de Candelaria (Valle)	0	161	163	198	
Municipio de Entremios (Antioquia)	0	308	312	360	225
Municipio de San Pedro (Antioquia)	0	624	632	730	456
Municipio Jamund (Valle)	0	197	200	240	
Municipio de Caucasia (Antioquia)	0	1,408	1,426	1,647	1,028
Zonas no Interconectadas	7,978	11,732	15,000	16,459	20,810
Ajustes posteriores	1,000				
Total	60,001	106,662	109,339	123,913	174,805

Fuente: Resoluciones Minminas Nos. 81231/95, 80852/96, 81047/97, 80270/98, 80707/99
Elaboración: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

REGALÍAS

REGALÍAS E IMPUESTOS CAUSADOS POR RECURSO NATURAL NO RENOVABLE 1995-1998
Millones de pesos corrientes

	1995			1996			1997			1998			TOTAL 1995-1998	
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1*	2	3		
RNNR														
NO ENERGÉTICOS														
ORO	8,894	50.55%	1.86%	10,883	54.26%	1.80%	8,977	50.11%	1.36%	5,967	48.90%	0.93%	34,720	51.23%
PLATA	28	0.16%	0.01%	34	0.17%	0.01%	20	0.11%	0.00%	21	0.17%	0.00%	104	0.15%
PLATINO	567	3.22%	0.12%	427	2.13%	0.07%	273	1.52%	0.04%	290	2.36%	0.05%	1,557	2.30%
NIQUEL	7,624	43.33%	1.59%	5,948	29.66%	0.99%	6,341	35.39%	0.96%	4,072	33.37%	0.63%	23,986	35.39%
ESMERALDAS	482	2.74%	0.10%	2,764	13.78%	0.46%	2,305	12.87%	0.35%	1,852	15.18%	0.29%	7,404	10.92%
SUBTOTAL	17,586	100.00%	3.67%	20,056	100.00%	3.32%	17,915	100.00%	2.72%	12,203	100.00%	1.90%	67,771	100.00%
ENERGÉTICOS														
HIDROCARBUROS	435,614	94.36%	90.90%	549,094	94.16%	91.03%	597,790	93.31%	90.77%	574,677	91.17%	89.44%	2,157,174	93.15%
CARBÓN	26,025	5.64%	5.43%	34,067	5.84%	5.65%	42,835	6.69%	6.50%	55,678	8.83%	8.66%	156,605	6.85%
SUBTOTAL	461,639	100.00%	96.33%	583,161	100.00%	96.68%	640,625	100.00%	97.28%	630,355	100.00%	98.10%	2,315,779	100.00%
TOTAL RNNR	479,235	100.00%	100.00%	603,217	100.00%	100.00%	658,540	100.00%	100.00%	642,558	100.00%	100.00%	2,383,550	100.00%

Fuentes: MME (oro, plata, platino y níquel); Mineralco S.A (esmeraldas); Ecocarboón (carbón); MME-DGH (Hidrocarburos)

RC: Valor de los impuestos y las regalías causadas (MS)

(*): Oro, plata y platino a octubre de 1998

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

1 RC
2 Recurso / Subtotal
3 % part. total RNNR

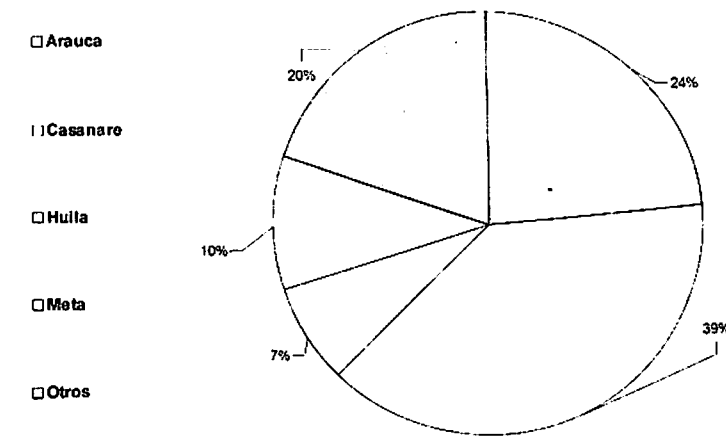
REGALÍAS DE PETRÓLEO Y GAS DE ACUERDO CON LA PRODUCCIÓN POR DEPARTAMENTO
1996-1998
Millones de pesos corrientes

Departamento	1996	1997	1998	Total
Antioquia	19,430	17,657	16,791	53,879
Arauca	161,359	137,801	108,778	407,938
Bolívar	4,494	4,872	4,428	13,794
Boyacá	3,490	3,422	3,508	10,420
Casanare	185,292	233,795	242,647	661,734
Cauca	4,542	4,299	2,193	11,035
Cesar	1,403	1,325	1,225	3,953
Córdoba	0	0	0	0
Cundinamarca	0	0	30	30
Guajira	18,123	25,307	29,854	73,283
Huila	43,550	44,005	41,324	128,879
Meta	51,807	62,608	63,507	177,923
Nte de Santander	4,801	4,833	5,101	14,734
Nariño	240	236	195	670
Putumayo	11,640	13,562	11,135	36,336
Santander	28,877	28,616	31,383	88,876
Sucre	1,709	2,725	2,214	6,648
Tolima	8,338	12,725	10,365	31,428
Total	549.094	597.789	574.677	1.721.560

Fuente: MME-DGH - 03/99

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética -UPME

REGALÍAS DE PETRÓLEO Y GAS. PARTICIPACIÓN POR DEPARTAMENTO
1996 - 1998



DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS E IMPUESTOS CAUSADOS 1995-1998
Millones de pesos corrientes

DISTRIBUCIÓN	1995			1996			1997			1998			TOTAL 1995/1998		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
MUNICIPIOS PROD.	97.572.17	20.36%	61.86%	122.080	20.24%	25.12%	123.620	18.77%	1.26%	116.027	18.06%	-6.14%	459.299	19.27%	6.75%
MUNICIPIOS NO PROD.	191.69	0.04%		673	0.11%	251.32%	377	0.06%	-44.03%	0	0.00%	-100.00%	1.242	0.05%	35.76%
DPTOS. PRODUCTORES	208.419	43.49%	52.58%	256.586	42.54%	23.11%	257.676	39.13%	0.42%	240.187	37.36%	-6.79%	962.668	40.40%	5.58%
DPTOS. NO PROD.	575	0.12%		3.077	0.51%	435.05%	1.355	0.21%	-55.96%	0	0.00%	-100.00%	5.007	0.21%	93.03%
CORPORACIONES	2.396	0.50%	19.24%	2.691	0.45%	12.30%	2.626	0.43%	5.01%	2.940	0.46%	4.04%	10.853	0.46%	7.12%
FONDOS DE INVERSIÓN	10.256	2.14%	-4.25%	13.446	2.23%	31.11%	12.970	1.97%	-3.54%	11.436	1.78%	-11.85%	48.108	2.02%	5.25%
NACIÓN	863	0.18%	-98.17%	1.102	0.18%		1.365	0.21%		1.920	0.30%		5.249	0.22%	0.00%
MUNICIPIOS	54.393	11.35%	180.37%	68.698	11.42%	26.67%	53.098	8.06%	-22.93%	27.375	4.26%	-48.45%	203.764	8.55%	-14.90%
FNIR	104.569	21.82%	201.98%	134.663	22.32%	28.78%	205.254	31.17%	52.42%	242.674	37.77%	18.23%	687.161	28.63%	33.14%
TOTAL	479.235	100.00%	54.16%	603.217	100.00%	25.87%	658.541	100.00%	9.17%	642.558	100.00%	-2.43%	2.383.550	100.00%	10.87%

55

Fuentes:

MME - (oro, plata, platino y níquel)
Mineralco S.A. (esmeraldas)
Ecocarboón (carbón)

MME-DGH (Hidrocarburos)

RD: Valor de los impuestos y regalías distribuidas (MS)

(*): Datos a Octubre de 1998 para oro, plata y platino

Elaboró: Subdirección de Información Minero Energética - UPME

1. RD

2. % part

3. Porcentaje var. (94/95)

4. RD

5. % part

6. Porcentaje var. (95/96)

7. RD

8. % part

9. Porcentaje var. (96/97)

10. RD (*)

11. % part

12. Porcentaje var. (97/98)

13. RD

14. % part

15. Porcentaje var. (95/98)

La impresión de esta obra se terminó
el día 9 de agosto de 1999
en los talleres gráficos de

EDICIONES ANTROPOS LTDA.

Carrera 100B No. 74B-03
Tels.: 228 2784 - 433 7701/03
Fax: 433 3590
Santafé de Bogotá, D. C.