

MEMORIAS

AL CONGRESO NACIONAL
2005 - 2006



Libertad y Orden
República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Luis Ernesto Mejía Castro
Ministro de Minas y Energía

Certificado ISO 9001:2000 por

ELCQI



Res. No. 3493 del 18
de Febrero de 2003
Res. No. 10168 del 18
de Mayo de 2004 de la
Superintendencia de
Industria y Comercio.

ACREDITADO



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministro

Luis Ernesto Mejía Castro

Viceministro

Manuel Fernando Maiguashca Olano

Secretaria General

Gilda Magaly Rueda de Higuera

Jefe Oficina Jurídica

Clara Stella Ramos Sarmiento

Jefe Oficina Control Interno

Ruth Stella Jiménez Fajardo

Director Técnico de Hidrocarburos

Julio César Vera Díaz

Directora Técnica de Minas

Beatriz Duque Montoya

Director Técnico de Energía

Luis Eduardo Villamizar Caicedo

Directora Técnica de Gas

Haydée Daisy Cerquera Lozada

ENTIDADES DEL SECTOR

ENTIDADES ADSCRITAS

Entidades Administrativas Especiales

Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Armando Zamora Reyes

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG

Ricardo Humberto Ramírez Carrero

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Carlos Arturo Flórez Piedrahita

Establecimientos Públicos

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas - IPSE
Edigson Pérez Bedoya

Instituto Colombiano de Geología y Minería - INGEOMINAS
Julián Villarruel Toro

ENTIDADES VINCULADAS

ECOPELROL S.A.

Isaac Yanovich Farbaiarz

Empresa Colombiana de Gas - ECOGÁS

Carlos Alberto Gómez Gómez

Financiera Energética Nacional - FEN

Luz Esperanza Rojas Jiménez

Empresa Nacional Minera Ltda. MINERCOL LTDA en liquidación

Eduardo Arce Caicedo

Sociedad Promotora de Energía S.A.

OTRAS ENTIDADES

Interconexión Eléctrica S.A. ISA

Javier Genaro Gutiérrez Pemberthy

ISAGEN S.A. E.S.P.

Luis Fernando Rico Pinzón

Empresa URRÁ S.A. E.S.P.

Alfredo Solano Berrio

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica CORELCA

Alfonso de Mares Colom

Diseño e Impresión

Impresos Leal 201 9438

ISSN 0120 - 0291



ÍNDICE

SIGLAS	9
CONVENCIONES UNIDADES.....	10
CARTA REMISORIA.....	11
SECCIÓN A	
SECTOR HIDROCARBUROS.....	15
1. POLÍTICA SECTORIAL.....	16
2. AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	16
2.1 CONTRATOS	16
2.2 EXPLORACIÓN	18
2.3 RESERVAS	30
2.4 PRODUCCIÓN	30
2.5 REVERSIÓN DE LA CONCESIÓN TELLO.....	34
3. REGALÍAS.....	34
3.1 DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS	34
3.2 FONDO DE ESTABILIZACIÓN PETROLERA – FAEP	35
4. ZONAS DE FRONTERA	36
4.1 PLANES DE ABASTECIMIENTO PARA LAS ZONAS DE FRONTERA	37
4.2 RECONVERSIÓN SOCIO LABORAL DE PIMPINEROS	40
4.3 ACCIONES DE CONTROL.....	40
4.4 ASPECTOS A DESARROLLAR	41
5. TRANSPORTE.....	41
6. REFINACIÓN	44
6.1 PRINCIPALES PROYECTOS DE REFINACIÓN DEL PAÍS.....	50
7. SUMINISTRO Y MERCADEO.....	52
7.1 CONSUMO INTERNO.....	52
7.2 COMERCIO EXTERIOR	53
7.3 OTROS RESULTADOS.....	54
8. TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES	54
8.1 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	54
8.2 DECRETO 4299 DE 2005.....	58
8.3 REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR POLIDUCTO (ARTÍCULO 13 DE LA LEY 681 DE 2001)	59
8.4 DECRETO 4723 DE 2005	60
8.5 REGLAMENTOS TÉCNICOS DE LA CADENA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	60
8.6 NORMAS TÉCNICAS SOBRE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	61
8.7 PROYECTO DE LEY CÓDIGO PENAL (HURTO, DESVÍO Y BIOCOMBUSTIBLES).....	61
9. BIOCOMBUSTIBLES	62
9.1 PROGRAMA DE ALCOHOLES CARBURANTES – USO DE LA BIOGASOLINA EN COLOMBIA.....	62
9.2 MPULSO AL BIODIESEL	66
10. CIENCIA, TECNOLOGÍA Y PROYECTOS ESPECIALES	67
10.1 EVALUACIÓN DEL MERCADO REAL DE GASOLINA, ACPM Y GNV EN COLOMBIA	68
10.2 DISEÑO DE UNA POLÍTICA INTEGRAL DE PRECIOS PARA EL CASO COLOMBIANO.....	68
10.3 FORMULACIÓN DE UNA ESTRATEGIA NACIONAL DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO	69
10.4 OLEODUCTO /POLIDUCTO COLOMBIA VENEZUELA	69
11. FINANZAS	70

SECCIÓN B SECTOR MINAS..... 73

1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO.....	74
2. RESULTADOS MACROECONÓMICOS.....	75
2.1 PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES.....	75
2.2 COMPETITIVIDAD DEL SECTOR PARA ATRAER INVERSIONES.....	76
2.3 APORTE DE LA MINERÍA A LA ECONOMÍA NACIONAL.....	77
2.4 REGALÍAS Y CONTRAPRESTACIONES.....	78
3. EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2005 - 2006.....	79
3.1 EJECUCIÓN DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO 2002-2006.....	79
4. FORMULACIÓN DEL PLAN NACIONAL PARA EL DESARROLLO MINERO, VISIÓN AL 2019.....	104
5. CONSEJO ASESOR DE POLÍTICA MINERA.....	104

SECCIÓN C SECTOR ENERGÍA ELÉCTRICA..... 105

1. SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 2005- 2006.....	106
1.1 OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD.....	106
1.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	108
2. COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL PAÍS.....	109
3. MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	110
3.1 AGENTES DEL MERCADO.....	110
3.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO.....	110
3.3 ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	112
3.4 INFORME DE OPERACIÓN DEL SIN.....	112
3.5 COORDINACIÓN GAS - ELECTRICIDAD.....	113
4. COBERTURA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN.....	114
5. DESARROLLO CONVOCATORIAS PÚBLICAS.....	115
5.1 CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-01-2004.....	116
5.2 CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-01-2005.....	116
6. BALANCE POSITIVO DE LAS ELECTRIFICADORAS DE LA NACIÓN.....	116
6.1 CRECIMIENTO CON RESULTADOS.....	117
6.2 UN FUTURO PROMISORIO.....	122
6.3 AVANCES EN FONDOS DE FINANCIACIÓN.....	122
7. PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.....	128
7.1 PLAN DE INVERSIONES POR ACTIVIDAD.....	128
7.2 PRINCIPALES PROYECTOS EN EJECUCIÓN PARA SOLUCIONES ENERGÉTICAS EN LAS ZNI.....	128
7.3 PROYECTOS DE INVERSIÓN IPSE 2005.....	130
7.4 PROYECTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL.....	130
7.5 PLAN DE ENERGIZACIÓN RURAL PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS.....	131
8. CRÉDITOS, RECAUDOS Y PAGOS DE OBLIGACIONES POR SECTOR Y ACTIVIDAD EN 2005.....	132
9. MARCO REGULADORIO SECTOR ELÉCTRICO.....	135
9.1 MERCADO MAYORISTA.....	135
9.2 TRANSMISIÓN.....	137
9.3 DISTRIBUCIÓN.....	137
9.4 COMERCIALIZACIÓN.....	137
9.5 OTROS TEMAS SECTOR ELÉCTRICO.....	138
9.6 PARTICIPACIÓN CIUDADANA EN LA ACTIVIDAD MISIONAL DE LA CREG.....	139
10. ENERGÍA NUCLEAR.....	139
10.1 COOPERACIÓN TÉCNICA INTERNACIONAL.....	139
10.2 REGLAMENTACIÓN.....	139
10.3 CONVENCIONES INTERNACIONALES EN MATERIA NUCLEAR.....	140

11. REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS – RETIE	140
12. TEMAS COMPLEMENTARIOS	141
12.1 AVANCES SOBRE USO RACIONAL DE ENERGÍA	141
12.2 GESTIÓN AMBIENTAL	143
12.3 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ.....	143
12.4 RESPALDO DE LOS GOBIERNOS A LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ	145
13. EVOLUCIÓN DEL GRUPO ISA DURANTE EL 2005	146
13.1 RESEÑA	146
13.2 RESULTADOS DEL GRUPO ISA EN 2005	147
13.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. - ISA	147
14. GESTIÓN DE ISAGEN	149
14.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA	149
14.2 GESTIÓN DE CONTRATOS DE ENERGÍA	149
14.3 ACCIONES EJECUTADAS EN MATERIA DE PROTECCIÓN Y MEDIO AMBIENTE	150
14.4 GESTIÓN AMBIENTAL OBLIGATORIA	150
14.5 GESTIÓN AMBIENTAL VOLUNTARIA	150
14.6 PROGRAMA DE INVERSIÓN SOCIAL	150
14.7 COOPERACIÓN INSTITUCIONAL	151
14.8 VINCULACIÓN A INICIATIVAS DE PAZ.....	152

SECCIÓN D

SECTOR GAS..... 153

1. RESERVAS DE GAS NATURAL.....	154
2. SUMINISTRO DE GAS NATURAL.....	154
3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO REGULADO DE GAS NATURAL.....	156
4. TRANSPORTE DE GAS NATURAL	158
4.1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE LA COSTA – PROMIGAS S.A. E.S.P.	158
4.2. SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR.....	159
5. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL.....	166
6. DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	167
7. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED.....	167
7.1. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO OCCIDENTE	167
7.2. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO CENTRO ORIENTE	168
8. FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO.....	169
9. PROGRAMA DE GAS NATURAL VEHICULAR.....	171
10. PROGRAMA ENAJENACIÓN ACTIVOS, DERECHOS Y CONTRATOS DE ECOGAS	174
11. PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR DE GAS NATURAL	175
11.1. PROYECTO GASODUCTO GIBRALTAR – CÚCUTA.....	175
11.2. AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO CUSIANA.....	175
11.3. AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO GUAJIRA.....	176
11.4. INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA – VENEZUELA	176
11.5. PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS A PANAMÁ.....	177
11.6. PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS PARA EL DEPARTAMENTO DEL CESAR	177
11.7. PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO REGIONAL DEL ARIARI.....	179
12. FONDO DE SOLIDARIDAD DE SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS FSSRI	180
13. NORMATIVIDAD EXPEDIDA POR EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN EL PERÍODO JULIO 2005 A JULIO 2006.....	180

14. ASPECTOS REGULATORIOS DE GAS NATURAL	180
14.1. MERCADO DE GAS	180
14.2. INFORMACIÓN COMERCIAL Y OPERACIONAL DEL SECTOR GAS NATURAL Y MECANISMOS PARA COORDINAR LA INFORMACIÓN OPERATIVA DEL SECTOR DEL GAS CON EL SECTOR ELÉCTRICO - MERCADO SECUNDARIO DE SUMINISTRO A CORTO PLAZO	181
14.3. TRANSPORTE	182
14.4. DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	183
15. SITUACIÓN DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO	183
15.1. OFERTA Y DEMANDA	183
15.2. TRANSPORTE	185
15.3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GLP	185
15.4. GLP RURAL	187
15.5. DISTRIBUCIÓN DE GLP	189
15.6. PROGRAMA DE REPOSICIÓN DE CILINDROS PARA DISTRIBUCIÓN DE GLP	190
15.7. ASPECTOS REGULATORIOS EN MATERIA DE GLP	192
SECCIÓN E	
SECTOR ADMINISTRATIVO	195
ANEXOS	207
ANEXO LEGAL	209
ANEXO ESTADÍSTICO	217
BALANCE ENERGÉTICO	218
HIDROCARBUROS	223
MINAS	243
ENERGÍA ELÉCTRICA	253
GAS COMBUSTIBLE	271

SIGLAS

ACCI	Agencia de Cooperación Internacional de Colombia	CORANTIOQUIA	Corporación Autónoma Regional de Antioquia
ACDI	Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional	CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
ACEM	Aceite Combustible Ecológico para Motor	CORMAGDALENA	Corporación Autónoma Regional del Río Grande la Magdalena
ACIEM	Asociación Colombiana de Ingenieros Eléctricos, Mecánicos y Afines	CORPOAMAZONIA	Corporación Autónoma Regional del Amazonas
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica	CORPOBOYACÁ	Corporación Autónoma Regional de Boyacá
ACP	Asociación Colombiana de Petróleos	CORPOCHIVOR	Corporación Autónoma de Chivor
ACPM	Aceite combustible para motores	CORPOGUAVIO	Corporación Autónoma del Guavio
AGC	Control automático de generación	CORPOMACARENA	Corporación para el desarrollo sostenible del área de manejo especial de la Macarena
ALC	Aceite liviano de ciclo	CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia
ALCA	Area de Libre Comercio para las Américas	CORPOURABÁ	Corporación Autónoma de Urabá
ANDI	Asociación Nacional de Industriales	CPR	Contratos de Participación y Riesgo
ANFALIT	Asociación Nacional de Fabricantes de Ladrillo y Derivados de la Arcilla	CRD	Centro Regional de Despacho
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento	CRT	Capacidad Teórica de Cuentas
APDEA	Acto Andino de Intercambio, Promoción y Erradicación de la Droga (Andean Trade, Promotion and Drug)	CZN	Corrección Zona Norte
ASOMINEROS	Asociación Colombiana de Mineros	DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública
BOMT	Construcción Operación Propia, Mantenimiento y Transferencia (Build-Own-Operate Ow Maintenance and Transfer)	DAM	Distrito Alto Magdalena
BP	British Petroleum	DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
BPIN	Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional	DANSOCIAL	Departamento Administrativo Nacional de la Economía Solidaria
BRASPETRO	Petróleos del Brasil	DES	Duración de las fallas contabilizadas del servicio de Energía Eléctrica
CNO	Centro Nacional de Operación	DGH	Dirección General de Hidrocarburos
CADAFE	Compañía Anonima de Administración y Fomento Eléctrico	DGM	Dirección General de Minas
CAFAZNI	Comité de Administración del Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas No Interconectadas	DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
CAMMA	Conferencia Anual de Ministerios de Minería de las Américas CAN Comunidad Andina de Naciones	DIMAR	Dirección General Marítima
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad	DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico
CAPM	Consejo Asesor de Política Minera	DNP	Departamento Nacional de Planeación
CAR	Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca	DTF	Depósitos a término fijo
CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A. en liquidación	E&L	Integridad Operativa, Energía y Pérdidas
CARS	Cooperaciones Autonomas Regionales	E&P	Actividad Exploratoria y de Producción
CASEC	Comité Ambiental del Sector Eléctrico	EADE	Empresa Antioqueña de Energía
CDC	Carbones del Cerrejón	EBSA	Empresa de Energía de Boyacá
CEDELCA	Centrales Electricas del Cauca	ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbones
CEDENAR	Centrales Electricas de Nariño S.A. E.S.P. (Erradication Act)	ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas
API	Escala que expresa la densidad relativa de un hidrocarburo líquido	ECOPETROL	ECOPETROL S.A.
API	Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute)	EDEQ	Empresa de Energía del Quindío
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales	EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
ASOGRAVAS	Asociación de Areneros y Gravilleros de Colombia	EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca
CENS	Centrales Electricas de Norte de Santander	EEPPM	Empresas Públicas de Medellín
CEPAL	Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe	EIA	Energy International Agency - Agencia Internacional de Energía
CERI	Instituto Canadiense de Investigación Energética (Canadian Energy Research Institute)	ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A
CHEC	Corporación Hidroeléctrica de Caldas	ELECTROCAQUETA	Electrificadora del Caquetá
CIB	Complejo Industrial de Barrancabermeja	ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica
CIURE	Comité Interinstitucional para el Uso Racional de Energía	ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila
CAM	Centros Ambientales Mineros	ELECTROLIMA	Electrificadora del Tolima en Liquidación
CMSA	Cerro Matoso S.A.	EMICAUCA	EMCALI
CND	Centro Nacional de Despacho	EMSA	Empresa Minera Indígena del Cauca
CNO	Consejo Nacional de Operación	ENAGAS	Empresa de Energía del Meta
CNR	Comisión Nacional de Regalías	ENERTOLIMA	Empresa Nacional de Gas de España
CODECHOCÓ	Corporación Autónoma del Choco	ENELAR	Compañía Energética del Tolima
CODENSA	Comercializadora y Distribuidora de Energía	EPSA	Empresa de Energía de Arauca
COLCIENCIAS	Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología CONFIN	ESP	Empresa de Energía del Pacífico
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social CORCALI Comité Operativo Regional de Cali	ESSA	Empresa de Servicios Públicos
		ETESA	Empresa de Energía de Santander
		EVA	Empresa de Transmisión de Panamá
		Factor R	Indicadores de Valor Económico Agregado
		FAEP	Rentabilidad del Proyecto
		FAER	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera
			Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales No Interconectadas
		FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas
		FBM	Formato Básico para Captura de Información Minera
			Federación Nacional de Esmeraldas
		FEDESMERALDAS	Financiera Eléctrica Nacional
		FEN	Federación Nacional de Carboneros de Colombia
		FENALCARBON	Frecuencia de las Fallas Contabilizadas del servicio de energía eléctrica
		FES	Fondo de Inversiones para la Paz
		FIP	

FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía	MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
FNR	Fondo Nacional de Regalías	MINER S.A.	Minera El Roble S.A.
FOES	Fondo de Energía Social	MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda en liquidación
FONADE	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo	NBI	Necesidades básicas insatisfechas
FOREC	Fondo de Reconstrucción del Eje Cafetero	OCENSA	Oleoducto Central S.A.
FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos GBS Gases de Boyacá y Santander	OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
GENSA	Gestión Energética S.A.	OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
GLP	Gas Licuado del Petróleo	OLAMI	Organización Latinoamericana de Minería
GNC	Gas Natural Comprimido	OMC	Organización Mundial de Comercio
GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular	OR	Operadores de red
GNV	Gas Natural Vehicular	OXY	Occidental de Colombia
GRT	Grupos Regionales de Trabajo	P&G	Pérdidas y ganancias
GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores	PAZ DEL RÍO S.A.	Acerías Paz del Río S.A.
GTZ	Cooperación Técnica Alemana	PCBs	Contaminantes orgánicos persistentes
HMR	Gerenciamiento de Hidrocarburos	PCH	Pequeña central hidroeléctrica
HSE	Salud e higiene y seguridad industrial	PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
IBA	Índice Anual de Bursatilidad Accionaria	PEMEX	Petróleos de México
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones	PEN	Plan Energético Nacional
ICP	Instituto Colombiano de Petróleos	PETROBRAS	Petróleos del Brasil
ICPC	Instituto Colombiano de Productores de Cemento	PETROECUADOR	Petróleos del Ecuador
ICRP	Comisión Internacional de Protección Radiológica	PETROSANTANDER	Petróleos de Santander PLANIEP
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales	PGN	Presupuesto General de la Nación
IFI	Instituto de Fomento Industrial	PIB	Producto interno bruto
IFO	Combustible para Calderas	PMD	Plan maestro de desarrollo
IGBC	Índice General de la Bolsa de Colombia	PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero
Indicadores Salomón	Son aquellos que miden la eficiencia del proceso de refinación INEA	PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
INGEOMINAS	Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas	POT's	Planes de Ordenamiento Territorial
INTERCOR	Instituto Colombiano de Geología y Minería	PPA	Acuerdo de compra de energía (Power purchase agreement)
IPC	Corporación Internacional de Recursos Colombianos (International Colombian Resources Corporation)	PROEXPORT	Fondo de Promoción de Exportaciones
IPP	Índice de precios al consumidor	PROURE	Programa de uso racional de energía
IPSE	Índice de precios al productor	RD	Valor de los impuestos y regalías distribuidas
ISA	Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas	REP	Red de Energía del Perú
ISAGEN	Interconexión Eléctrica S.A. ESP	Res.	Resolución
IVA	Interconexión Eléctrica S.A. Generadora	RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
JET-A1	Impuesto al valor agregado	RUT	Reglamento Único de Transporte
LAC	Turbocombustible para Aviación	S/E	Sub Estación
MDL	Liquidador y administrador de cuentas	SAMA	Salinas Marítimas de Manaure
MEM	Mecanismos de desarrollo limpio	SCADA	Control de Supervisión y Adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition)
MERIT	Mercado de Energía Mayorista	SDL	Sistemas de distribución local
	Mantenimiento y Confiabilidad	SEC	Sistema Electrónico de Contratos
		SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
		SIAL	Sistema de Áreas Libres
		SIC	Sistemas de Intercambios Comerciales
		SIEC	Sistema de Información Eléctrico Comercial
		SIGOB	Sistema de Programación y Gestión de Metas Presidenciales
		SIMCO	Sistema de Información Minero Colombiano
		SIMEC	Sistema de Información Minero Energético

CONVENCIONES UNIDADES

2D	2 Dimensiones	MBLS	Millones de barriles
3D	3 Dimensiones	MBPD	Millones de barriles por día MBEP
BEP	Barriles equivalentes de petróleo	MBTU	Millones de barriles equivalentes de petróleo
Bl	Barril	Mm3	Millón de unidades térmicas inglesas
BPD	Barriles por día	MPC	Millones de metros cúbicos
BPDC	Barriles por día calendario	MPDC	Millones de pies cúbicos
BTU	Unidad térmica inglesa (British thermal unit)	Mt	Millones de pies cúbicos por día calendario
CAR	Refinería de Cartagena	MVA	Millones de toneladas
g	Gramo(s)	MVAR	Megavoltamperios
gal	Galón	MW	Megavoltamperios reactivos
GPC	Giga pies cúbicos	Oz troy	Megavatios
GWh	Gigavatios hora	PC	Onzas troy
ha	Héctarea(s)	PCBs	Pie cúbico
HP	Caballos de fuerza	PCD	Bifenilos policlorinados
KBDC	Miles de barriles por día calendario	rms	Pie cúbico por día
KBLS	Miles de barriles	RUT	Valor eficaz de la onda
KBPD	Miles de barriles de petróleo diarios	S/E	Reglamento único de transporte
kg	Kilogramo	t	Sub estación
km	Kilómetro(s)	Tcal	Tonelada(s)
km2	Kilómetro cuadrado	TEC	Teracalorías
KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario	TEP	Toneladas equivalentes de carbón
kt	Miles de toneladas	TJ	Toneladas equivalentes de petróleo
kV	Miles de voltios	TPC	Terajulios
kWh	Kilovatios Hora	US\$	Terapias cúbicas
L	Litro(s)	US\$/BI	Dólares
lb	Libra(s)	US\$/KPC	Dólares por barril
M\$	Millones de pesos	US\$/MBTU	Dólares por miles de pies cúbicos
MUS\$	Millones de dólares		Dólares por millón de unidades térmicas inglesas
m3	Metros cúbicos		
mA	Miliamperios		



CARTA REMISORIA

Bogotá, D.C.

Honorables
SENADORES Y REPRESENTANTES
Congreso de la República
Ciudad

Honorables Senadores y Representantes

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 208 de la Constitución Política, presento al Honorable Congreso de la República el informe de actividades del Ministerio de Minas y Energía correspondiente al periodo comprendido entre julio de 2005 y julio de 2006.

Las Memorias al Congreso presentan un balance de las principales acciones que se adelantaron en cada una de las áreas del sector minero energético colombiano.

En materia de **hidrocarburos** las acciones se orientaron principalmente a maximizar la incorporación de reservas e incrementar la producción de petróleo y gas del país, propiciando la competitividad y la estabilidad tanto para las actividades como para los inversionistas, en todas las fases de la cadena productiva del sector, con especial énfasis en la exploración y explotación de hidrocarburos.

En este sentido, el 2005 representó un año record en materia de actividad exploratoria en el país. Se firmaron 58 contratos de exploración y producción, se alcanzaron 11.896 kilómetros equivalentes de sísmica 2D y se perforaron 35 pozos exploratorios. Estas son las cifras más altas en los últimos 20 años y son un claro reflejo que el país va por la senda correcta para garantizar en el futuro su doble condición de autosuficiente y exportador de hidrocarburos.

De otro lado, los avances en lo corrido del 2006, muestran que los resultados para el presente año serán superiores a los alcanzados el año anterior; tal es así que se espera perforar cerca de 40 pozos exploratorios, se suscriba una cantidad de contratos de exploración y producción similares a los del año 2005 y se corran más de 13.000 kilómetros equivalentes de sísmica 2D.

Por supuesto todas estas acciones, así como las adelantadas en años anteriores, permiten estabilizar la declinación de las reservas y la producción de hidrocarburos del país; tal es así que en lo corrido del presente año, la producción alcanza los 530.000 barriles por día, resultado superior al logrado durante el año 2005 que fue de 527.000 barriles por día.

De otro lado, se ha continuado con la política de determinación de los precios internos de la gasolina motor corriente y ACPM con base en los costos de oportunidad, lo cual se constituye en una gestión responsable con el manejo de los escasos recursos de inversión social del Estado y a su vez permite dar señales apropiadas a los usuarios y a los agentes de la cadena de distribución respecto al costo real y de oportunidad de producción y comercialización de dichos combustibles, en la búsqueda de promoción de la expansión de infraestructura de la producción, venta y comercialización de dichos bienes.

No obstante lo anterior, la coyuntura internacional de precios de los últimos meses ha situado al petróleo de referencia WTI por encima de los 65 dólares por barril y a los combustibles líquidos derivados de este, en niveles superiores a los US\$ 70 por barril en los mercados de referencia, como lo es el del Golfo de México.

El trasladar la totalidad de las variaciones internacionales de los precios de los combustibles al precio doméstico, resultaría inviable en las actuales condiciones económicas y sociales del país, ya que se requeriría aumentar de manera instantánea en al menos 50% el precio nacional vigente para el mes de mayo para la gasolina motor corriente. Por ello, este Gobierno desde sus inicios tomó la decisión de fijar los precios nacionales a partir del precio esperado de largo plazo del petróleo WTI con referencia a la Costa del Golfo de México, el cual tiene como su última proyección US\$ 48,45 por barril, y así eliminar en gran medida la gran volatilidad que en la actualidad tienen los precios de coyuntura en el mercado mundial y mitigar el impacto en precio sobre el consumidor final. En este sentido, se tomó la decisión de prorrogar el periodo de desmonte de los subsidios del año 2005 a finales del año 2007.

Por otra parte, este Ministerio ha liderado el desarrollo del programa de biocombustibles en el país. En desarrollo de lo anterior, desde el primero de noviembre de 2005 las gasolinas que se distribuyen en los departamentos de Nariño, Cauca, Valle del Cauca, Risaralda Caldas, Quindío – Risaralda y algunos municipios del Norte del Tolima empezaron a consumir 400.000 litros día del alcohol carburante mezclados con la gasolina de origen fósil, iniciándose así la era de la Biogasolina en Colombia.

En el mismo sentido, se estableció el primero de febrero de 2006 como fecha para empezar la oxigenación de las gasolinas que se distribuyeran a través de las plantas de abastecimiento que surtieran la ciudad de Bogotá. Desde la señalada fecha 450 estaciones de servicio del centro del país, ubicadas en Bogotá, Cundinamarca, Meta, Guaviare, Casanare, Vichada, Guainía y algunos municipios de Boyacá, están distribuyendo biogasolina, para un consumo estimado de 500.000 litros de alcohol carburante, de tal forma que se tiene un consumo total de 900.000 litros en las zonas del país que hoy tienen en curso el señalado programa.

Ahora bien, es de resaltar que entre el 2005 y lo corrido del presente año se dieron importantes avances al expedirse la nueva regulación del sector de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, la cual establece claridad en las reglas de juego para todos los agentes participantes y ofrece mayores condiciones de seguridad, confiabilidad y calidad en beneficio del consumidor final.

En cuanto al sector de **gas combustible**, se experimentaron importantes avances durante el último año. Hoy es posible afirmar que el sector gas combustible en Colombia ha contribuido decididamente a la preservación ambiental y al desarrollo económico y social del país.

Se ha alcanzado una cobertura de 4'000.000 de usuarios del sector no regulado y en el período de gobierno 98.401 vehículos se han convertido a Gas Natural Vehicular, de un total de 113.493 vehículos que hay convertidos hasta la fecha en el país. Así mismo, se cuenta con un total de 198 talleres de conversión y 188 estaciones de servicio a nivel nacional, de los cuales 136 talleres y 149 estaciones se implementaron en este período.

Por otra parte, se gestionaron y se encuentran en desarrollo importantes proyectos en el sector de gas natural, entre los que se incluyen lo siguientes:

- ♦ Avances en el proyecto de construcción del gasoducto Gibraltar – Cúcuta.
- ♦ Ampliación de la capacidad de producción en el campo Cusiana
- ♦ Ampliación de la capacidad de producción en el campo Guajira
- ♦ Interconexión gasífera Colombia – Venezuela
- ♦ Proyecto de exportación de gas a Panamá
- ♦ Plan de masificación de gas para el departamento del Cesar
- ♦ Construcción del gasoducto regional del Ariari

Es de resaltar que se dieron importantes avances en la reglamentación técnica del sector, tanto de gas natural como de gas licuado del petróleo, que contribuyen al desarrollo del mismo, estableciendo mayores condiciones de seguridad y confiabilidad.

En cuanto al sector del gas licuado del petróleo se destaca el programa de GLP rural, cuyos objetivos incluyen mejorar la calidad de vida de las familias rurales que no cuentan con este combustible ni con gas natural, al tiempo que se de una reducción significativa en la tala de árboles.

Igualmente se destaca que dentro del programa de reposición y mantenimiento de cilindros, se han repuesto aproximadamente 2'100.000 cilindros para distribución de GLP.

La economía colombiana creció durante el 2005 en un 5,21%, la cifra más alta de los últimos 10 años, como resultado de la evolución positiva que mostraron la mayoría de los sectores económicos, en especial el sector de la construcción que creció al 12,57%. El sector minero sin hidrocarburos creció un 5,31%, ubicándose por encima del crecimiento de la economía.

El buen desempeño del sector **minero** de los últimos años está sustentado principalmente en el creciente desarrollo de la minería del carbón y en menor proporción por el de los metales preciosos, el ferróníquel y algunos minerales no metálicos. El volumen de la producción de carbón creció en el último año un 10% y el del ferróníquel el 8,1% y minerales como el hierro, el cobre y los metales preciosos registraron leves descensos en su producción.

Se observan crecimientos en los sectores de hulla y lignito del 7,46% y en otros minerales no metálicos del 11,89%, lo anterior como consecuencia del incremento de los minerales utilizados en la industria de la construcción. Por el contrario, la rama de "minerales metálicos" registró una caída del PIB del 2,94% a raíz de la disminución de la producción de metales preciosos, principalmente el oro, el cobre y el mineral de hierro y un crecimiento de la producción de ferróníquel del 8,1%.

Por otra parte, las exportaciones de productos mineros registradas durante el 2005 ascendieron a US\$3.935 millones, presentando un crecimiento cercano al 26% con respecto a las del 2004 y un crecimiento promedio del 28% para el periodo 2002 - 2005.

El mineral más representativo del sector minero, el carbón, registró un crecimiento entre el 2004 y el 2005 del 40%, constituyéndose en el segundo renglón de exportaciones del país, superado únicamente por los hidrocarburos que alcanzaron los US\$5.559 millones.

En cuanto al ferróníquel, se puede apreciar un crecimiento del 17,5% en sus exportaciones del 2005 en relación con el 2004, esto explicado en parte por la evolución de los precios internacionales y el afianzamiento en la línea de transformación de la planta de Cerromatoso.

Las exportaciones de oro, aunque se redujeron en un 8% con respecto al 2004, registraron el tercer nivel histórico más alto de la década, con una participación del 2,4% de las exportaciones totales nacionales; gracias a la favorable variación de los precios internacionales, alcanzó una cifra cercana a los US\$520 millones.

En el sector minero se ha aumentado el monto de la inversión directa, esto se traduce en crecimientos sostenidos del 2002 al 2005 del 31,37%; para el último año esa inversión tuvo un crecimiento del 19,4% con respecto a la del 2004.

Por último, el Ministerio de Minas y Energía ha hecho especial énfasis en mejorar la eficiencia y los tiempos de respuesta de las autoridades mineras delegadas, y para ello ha puesto en marcha diferentes estrategias que han comenzado a mostrar sus bondades. Un instrumento muy importante para el sector, y que apoyará definitivamente ese propósito, es la puesta en marcha del Catastro Minero Colombiano

en el 2006, un sistema de información con plena conectividad de Ingeominas y las gobernaciones que tienen delegación minera, y que dará mayor transparencia a todas las actuaciones que se surtan.

En el sector de **energía eléctrica** el Gobierno Nacional, en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003), entregó en el año 2005 \$315.000 millones a través del Presupuesto General de la Nación y \$50.147 millones de recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, para cubrir el total de los subsidios de los usuarios de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos del servicio de energía eléctrica. En cuanto al servicio de gas combustible por red física de tubería, se pagaron subsidios por valor de \$17.159 millones con recursos del mismo Fondo.

Durante el 2005 y el primer trimestre del 2006, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER, asignó recursos por más de \$38.254 millones a 97 proyectos de electrificación rural, con los cuales se permitirá el suministro de energía eléctrica a 9.349 viviendas. Como parte de los recursos del FAER se encuentra el Programa de Normalización de Redes Eléctricas, cuya asignación de recursos durante el 2005 y el primer trimestre del 2006, correspondió a más de \$12.704 millones destinados a proyectos de normalización que atenderán 11.691 viviendas ubicadas en barrios subnormales.

El 22 de enero de 2004 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 160, por el cual se reglamenta el Fondo de Energía Social - FOES y se dictan otras disposiciones, adicionado por el Decreto 3611 de 10 de octubre de 2005. Durante el 2005, se distribuyeron recursos para las Áreas Especiales reportadas por los comercializadores de energía por un valor de \$120.000 millones. En el primer trimestre de 2006 se han distribuido recursos por \$41.037 millones

En cuanto al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas - FAZNI, se comprometieron \$38.695 millones correspondientes al 90% de los recursos aprobados para el 2005. La falta de proyectos viabilizados técnica y financieramente por preparación incompleta o falta de datos, influyó en que no se hubieran asignado la totalidad de los recursos disponibles.

En el ámbito empresarial, el Ministerio de Minas y Energía ha desarrollado, en plena coordinación con el grupo de empresas a su cargo, estrategias que han facilitado el cumplimiento de sus objetivos. El nivel de crecimiento de las operaciones, expectativas y resultados del grupo de empresas de la Nación, constituye una fuente importante de recursos para el Estado y la demostración de que en ese marco de competencia, también lo público debe resultar viable.

Desde el mes de agosto de 2004, la Entidad emprendió el proceso de Implementación del Sistema de Gestión de la Calidad, basado en las normas ISO:9001 y NTCGP1000:2004, dando cumplimiento a lo establecido por la Ley 872 de 2003. Hoy compartimos con el país que el Ministerio de Minas y Energía recibió la CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD EN LA NORMA ISO 9001:2000.

En nombre del sector minero energético deseo agradecer a ustedes su colaboración en el trámite y aprobación de las leyes, por cuanto el desarrollo del sector se deriva en buena parte de las normas que aprueba el Honorable Congreso de la República.

Cordial saludo,

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía

Sección A Sector Hidrocarburos

1. POLÍTICA SECTORIAL

Los resultados obtenidos de la gestión durante el 2005 y lo corrido del 2006 han sido muy satisfactorios y demuestran el éxito en la aplicación de la nueva política petrolera.

Las actividades del Ministerio durante el periodo continuaron enmarcadas en las políticas del Plan Nacional de Desarrollo "Hacia un Estado Comunitario" y principalmente encaminadas al cumplimiento de los siguientes objetivos estratégicos:

- Maximizar la producción de petróleo y gas del país, con criterios de competitividad y estabilidad para las actividades e inversionistas del sector.
- Promover la inversión privada en todas las fases de la cadena productiva del sector de los hidrocarburos.
- Establecer un adecuado balance entre todos los componentes de la canasta energética del país, optimizando los recursos naturales no renovables y fijando precios de oportunidad para todos los costos que componen la cadena de producción, transporte y comercialización de dicha canasta.
- Diversificar la canasta energética nacional, incentivando el uso de biocombustibles, con criterios de sostenibilidad ambiental, autosuficiencia energética y promoción agroindustrial.
- Definir políticas de competencia y promoción en los sectores de transporte y almacenamiento de combustibles mediante la transparencia y desregulación.
- Continuar con el desmonte gradual de los subsidios a los combustibles líquidos derivados del petróleo.
- Fortalecer el papel del Estado en materia de regulación y control de la comercialización ilícita de hidrocarburos y sus derivados, con especial énfasis en el contrabando y hurto.
- Continuar el proceso de optimización de las refinerías del país, de tal forma que se asegure su competitividad y productividad al compararlas en el contexto internacional.
- Propender por el diseño de esquemas sostenibles de abastecimiento de los combustibles líquidos derivados del petróleo para las zonas de frontera.

2. AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO

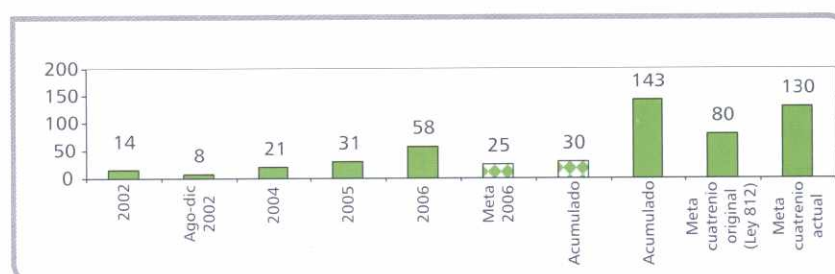
2.1 CONTRATOS

El 2005 fue un año definitivo para la consolidación del nuevo marco contractual y la Agencia Nacional de Hidrocarburos se posicionó a nivel nacional e internacional como una Agencia moderna, profesional y transparente. Esto se vio reflejado en el aumento del número de solicitudes de áreas y en el incremento de la firma de contratos.

Durante el 2005 y lo transcurrido del 2006¹ el Consejo Directivo de la ANH aprobó 83 nuevos contratos bajo los nuevos esquemas contractuales; 46 de ellos corresponden a contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P) y 37 de Evaluación Técnica (TEA). De los contratos firmados de lo que va corrido del cuatrienio, 32 fueron firmados por Ecopetrol S.A y 111 por la ANH, de éstos últimos, 67 han sido de E&P y 44 TEAs, cumpliendo así con el 110% de la última meta prevista para el cuatrienio que es de 130 nuevos contratos y con el 178,8% de la meta inicialmente fijada que era de 80 nuevos contratos. Ahora bien, la dinámica de esta actividad, de acuerdo a las solicitudes aprobadas y en proceso de firma, continuará aumentando en el transcurso del año y ha generado igualmente un incremento importante en la actividad sísmica, tema que se tratará más adelante.

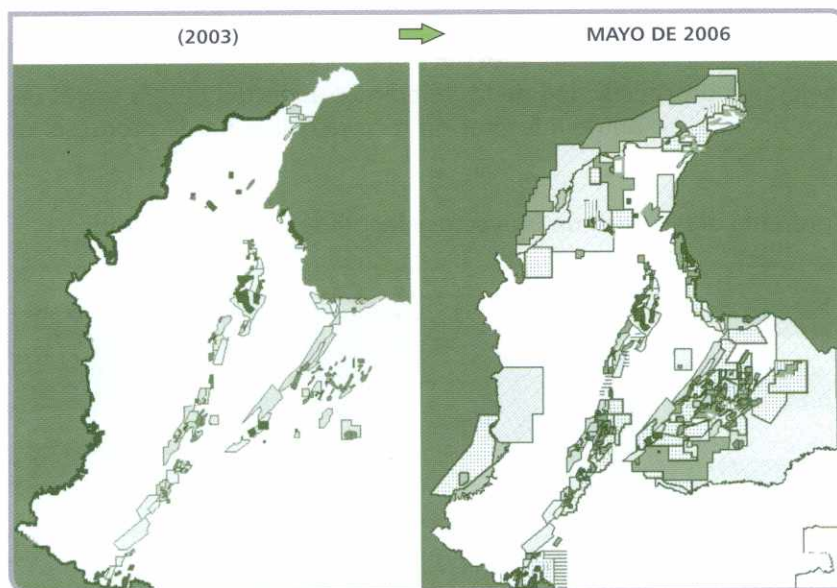
El siguiente gráfico muestra la evolución de los contratos suscritos durante los últimos cinco años, en donde se destaca el repunte del año anterior que alcanzó 58 contratos en relación con la meta de firmar 30 contratos y el avance durante el presente año, en el cual, a 7 meses de su finalización, ya se alcanzó el 83% de la meta prevista para el año de 30 nuevos contratos.

NUEVOS CONTRATOS



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

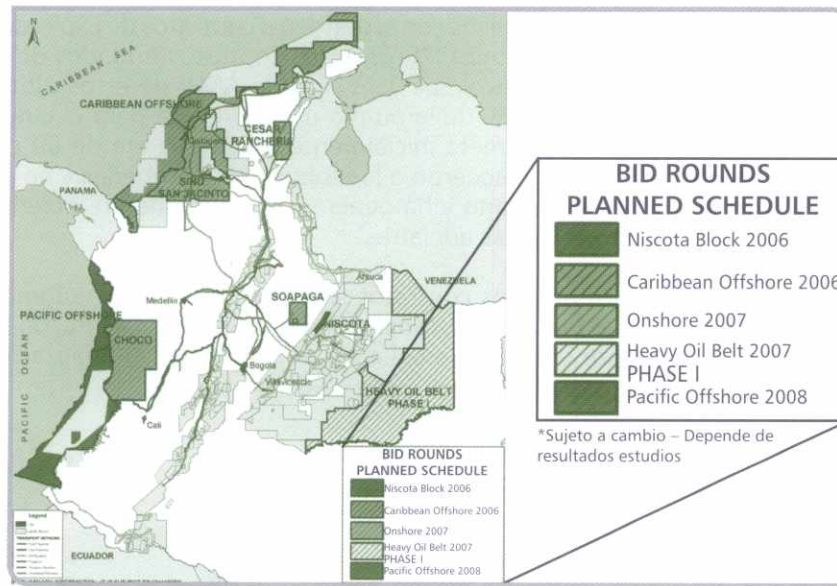
De otro lado, bajo esta perspectiva de actividad, los contratos suscritos por la Agencia han permitido incrementar el área sedimentaria del país en actividades de exploración del 14% en el año 2003 al 39,1% en el año 2006 (mayo), tal como se muestra en la gráfica siguiente.



Fuente: ANH.

Durante el presente año se destaca el inicio del proceso de adjudicación del bloque Niscota bajo la modalidad de área especial de la ANH, así como al proyecto de rondas licitatorias para áreas exploratorias con la preparación de paquetes de información técnica de las áreas a ofertar, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

¹ Cifras al 15 de mayo de 2006



Fuente: ANH.

2.2 EXPLORACIÓN

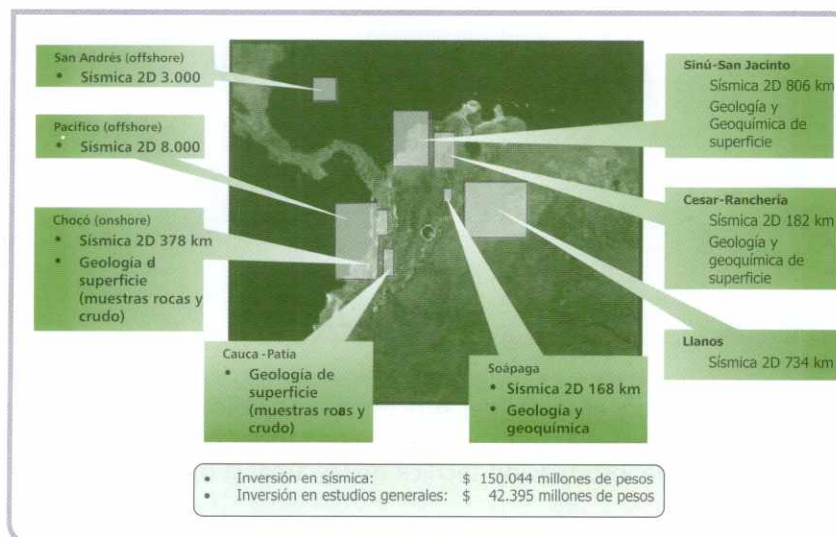
En el tema exploratorio se continúa con una significativa actividad, se destacan las importantes inversiones para la adquisición de sísmica y la realización de estudios geológicos en cuencas conocidas y áreas de frontera, lo cual nos permitirá determinar el verdadero potencial de nuestro país y ofrecer mejores oportunidades a la industria, que analiza a Colombia como un importante foco de inversión.

Señalamos igualmente que por primera vez en Colombia se iniciarán actividades exploratorias en el Pacífico, zona que guarda grandes expectativas para los agentes involucrados en dichas actividades.

2.2.1 EXPLORACIÓN SÍSMICA

Con el objeto de mejorar la prospectividad de las diferentes áreas del país, a través de la ANH se vienen ejecutando proyectos de adquisición de información técnica con el fin de progresar en el conocimiento geológico nacional.

A continuación se presenta el resumen de proyectos elaborados durante el 2005:

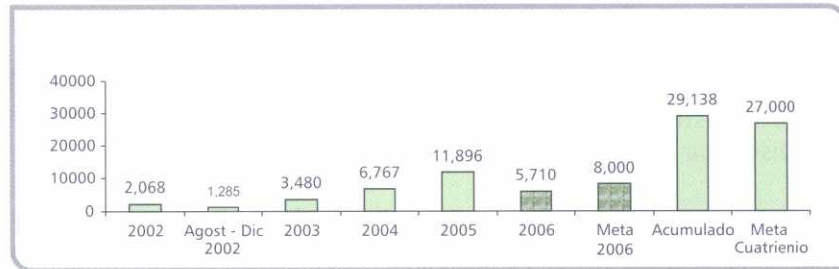


Fuente: ANH.

Sobre este tema, durante el 2005 se adquirieron 11.896 Km equivalentes, de los cuales aproximadamente 10.000 Km se ejecutaron en el segundo semestre del año. Durante lo corrido del presente año² se han adquirido 6.648 Km equivalentes de sísmica, valor que sumado a las adquisiciones del periodo 2002 – 2006 alcanzan los 30.076 Km, superándose en un 11,39% la meta final de 27.000 Km fijada para el cuatrienio y en un 200,76% la meta inicial que era de 10.000 Km equivalentes.

En el siguiente gráfico se aprecia la evolución de los kilómetros equivalentes de sísmica adquirida durante los últimos años.

SÍSMICA EQUIVALENTE EN 2D (KM)

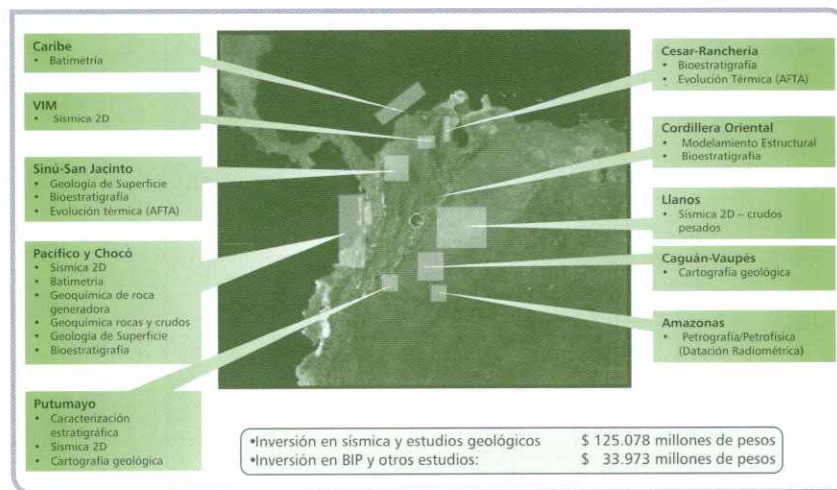


Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Se destaca que a finales de 2005, la ANH contrató la adquisición de más de 2.000 Km de sísmica 2D, con una inversión cercana a \$138.000 millones con el fin de calentar áreas para atraer mayor inversión en exploración, en las siguientes cuencas:

CUENCA	KM 2D
Sinú- San Jacinto	807
Chocó - On Shore	378
Soápage -Cordillera	168
Crudos Pesados -Llanos	734
Cesar - Ranchería	183
Total	2.270

Igualmente se tiene previsto invertir en actividades exploratorias durante el 2006 alrededor de 70 millones de dólares, los cuales se encuentran distribuidos en los siguientes proyectos:

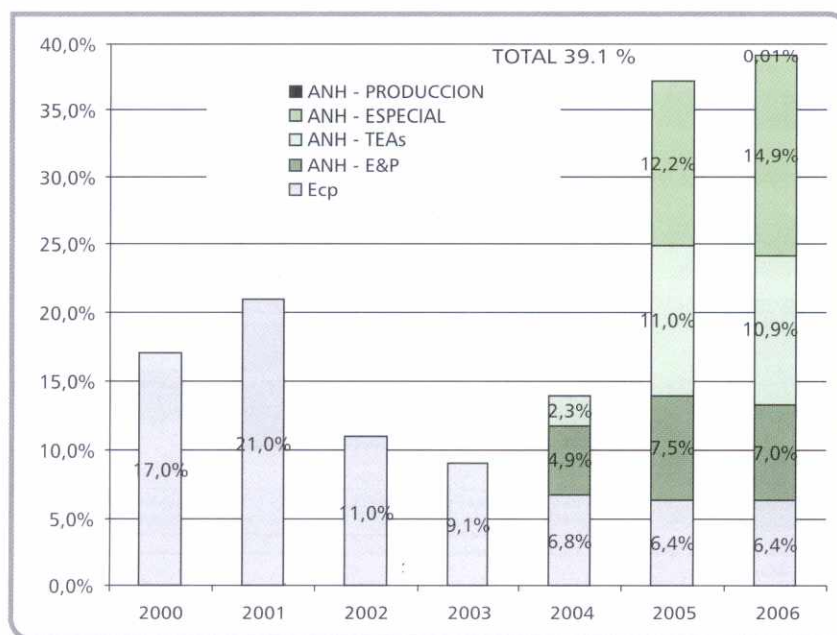


Fuente: ANH.

Dentro de las principales actividades encaminadas a adquisición de nuevas reservas, se destacan las siguientes:

² Cifras al 6 de junio de 2006

- Durante el 2005 se asignó un área total de 2.825.906 Ha, distribuidas principalmente en la Cuenca de los Llanos (incluido Caguán), Valle Superior (VSM) y Medio (VMM) del Magdalena, Catatumbo y Putumayo. Dentro del área asignada en los Llanos se incluye el contrato Caño Sur, área destinada a la evaluación de crudos pesados. Por otra parte, la firma de contratos TEA está principalmente ubicada sobre la cuenca de los Llanos, para totalizar un área asignada de 9.575.961 Ha. Para áreas especiales se estableció un área de 12.742.411 Ha.
- Los contratos E&P firmados en el 2005 comprometieron trabajos exploratorios que incluyen la perforación de 11 pozos exploratorios, adquisición de 1.928 Km de sísmica 2D, 461 Km² de sísmica 3D (783 Km equivalentes) y 5 re-entry, con una inversión cercana a los US\$81 millones durante la fase 1.
- Los trabajos de evaluación comprometidos en los TEA incluyen el reprocesamiento de cerca de 20.000 Km de sísmica 2D y otros estudios especialmente relacionados con geología de superficie y geoquímica con el objetivo de disminuir el riesgo exploratorio, con una inversión cercana a los US\$10 millones.
- Adicionalmente, el nuevo contrato TEA permitió la firma de los contratos Fuerte y Borojó en áreas costa afuera en el Caribe y Pacífico respectivamente, destacándose que los contratos se suscribieron con empresas que invierten por primera vez en Colombia; este último representa la reactivación de la actividad exploratoria en una cuenca congelada por 7 años.
- Además de las áreas de frontera costa afuera, se suscribieron contratos en otras áreas "onshore" como la Guajira y sobre la franja oriental del polígono B (Cuenca Llanos) correspondiente a parte de la franja de crudos pesados.
- Entre el 1 de enero y el 15 de mayo de 2006 se ha asignado un área de 1.399.617 Ha para contratos de E&P (15 contratos), principalmente en las cuencas del SINU, Llanos y Valle Medio del Magdalena, además de 869.137 Ha para TEA (10 contratos) y 2.817.520 Ha para áreas especiales.
- Al 15 de mayo de 2006 se tiene un área total asignada en el país de 40.764.533 Ha (equivalente al 39,1 % del total del área de las cuencas sedimentarias del territorio nacional), de las cuales 1.737.618 están en producción y 39.026.914 Ha están en exploración.



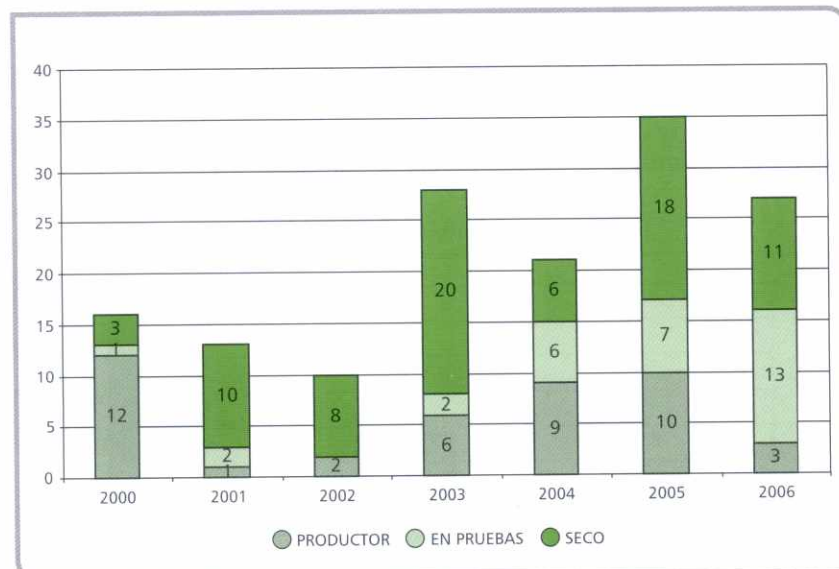
Fuente: ANH

Es importante mencionar que así como en el 2004 se había abierto el Caribe logrando que ExxonMobil volviera a explorar en el país luego de 10 años de ausencia, en 2005 se consiguió que la empresa Reliance, que hace parte del grupo empresarial más grande de la India, viniera a Colombia por primera vez a explorar el Pacífico colombiano, una zona sobre la cual el país tiene grandes expectativas.

2.2.2 POZOS EXPLORATORIOS (A-3)

Durante el 2005 fueron perforados 35 pozos exploratorios, de los cuales 10 resultaron productores, siete de petróleo y tres de gas natural, es decir que registraron una relación éxito-fracaso de 28,5%. En la gráfica se presenta este comportamiento en los últimos años.

POZOS EXPLORATORIOS A-3

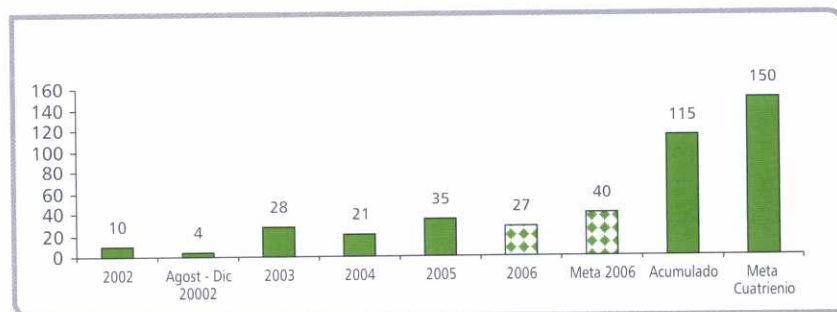


Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Durante lo que va corrido del año 2006³ se han perforado 27 pozos exploratorios, de los cuales 2 han resultado productores, 13 están en pruebas o pendientes de iniciarlas y los demás resultaron secos. Dicha cifra, sumada a los pozos perforados durante el periodo 2002 – 2006 alcanzan los 115 pozos, equivalente al 76,7% de la meta de 150 pozos exploratorios fijada para el cuatrienio.

A continuación se muestra la evolución de los pozos exploratorios y la meta para el año 2006:

POZOS EXPLORATORIOS A-3



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Igualmente se destaca que a la fecha se encuentran en perforación 5 pozos, los cuales se espera terminar y completar en lo que resta del año. Así mismo se tiene un portafolio adicional de 34 pozos exploratorios

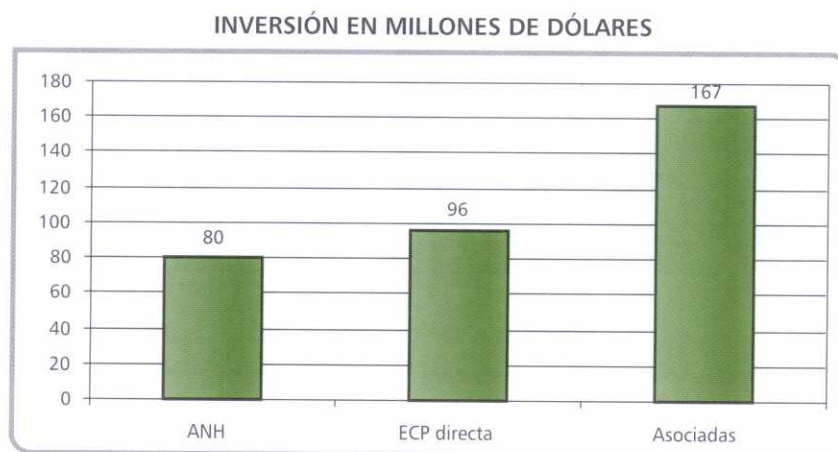
³ Cifras con corte a mayo 26 de 2006

posibles, de los cuales 13 están firmes y en cronograma para desarrollar su perforación durante el presente año, 6 están pendientes de decisiones empresariales, 1 está contingente a sísmica, 1 está pendiente de una consulta indígena, 7 están tramitando su respectiva licencia ambiental, 2 tienen problemas por el invierno en los llanos y 4 está en el proceso de búsqueda de taladro para desarrollar la perforación.

A la fecha se tiene un portafolio total de 66 pozos exploratorios, de los cuales 45 tienen asegurada su finalización en el presente año y 21 están dependiendo de diversas contingencias. En este sentido, el Gobierno Nacional viene trabajando con miras a lograr que varios de estos proyectos contingentes se puedan desarrollar durante el presente año y podamos así cumplir con la meta prevista de perforar 40 pozos exploratorios al finalizar el presente año.

2.2.3 INVERSIÓN EXPLORATORIA

Durante el 2005, se invirtieron US\$343 millones en exploración de hidrocarburos representados en perforación exploratoria y en adquisición, interpretación y reprocesamiento de sísmica 2D y 3D. De esta cifra, la ANH contribuyó con US\$80 millones, las compañías asociadas con US\$167 millones y ECOPEPETROL con US\$96 millones. En el siguiente gráfico se aprecia la participación en inversión exploratoria durante el 2005.



Fuente: ANH - Ecopetrol S.A

La inversión exploratoria programada para el 2006, asciende a US\$409 millones de los cuales US\$70 millones serán aportados por la ANH y lo restante por las compañías asociadas y ECOPEPETROL S.A.

En lo que tiene que ver con la ANH, las inversiones están destinadas a adquisición sísmica y estudios generales tal como se presentó anteriormente.

En cuanto a los contratos E&P firmados por la ANH en el 2006 (enero - mayo), comprometieron trabajos exploratorios que incluyen la perforación de 6 pozos exploratorios, la adquisición de 4.510 Km de sísmica 2D, la adquisición de 96 Km² de sísmica 3D, 2 re-entry y el reproceso de 2.170 km de sísmica 2D con una inversión cercana a los US\$33,6 millones durante la fase 1. Por otra parte, los trabajos de evaluación comprometidos en los TEA firmados en el 2006 (enero -mayo) incluyen el reprocesamiento de cerca de 3.214 Km de sísmica 2D y otros estudios especialmente relacionados con geología de superficie y geoquímica, con el objetivo de disminuir el riesgo exploratorio, con una inversión cercana a los US\$1,6 millones.

2.2.4 GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

2.2.4.1 El EPIS sigue en crecimiento

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, el Sistema de Información de Exploración y Producción del País - EPIS recibió

durante el 2005 2.292 Km de sísmica de campo equivalentes (24 programas sísmicos 2D y 9 programas 3D), 30.110 Km de sísmica de proceso (incluyendo 5 programas 3D), 247 nuevos pozos, 3.663 nuevos documentos y 1.251 mapas adicionales. Se escanearon 60.000 nuevas páginas. Esta información se cargó con los mejores estándares de calidad, lo que permite disponer de información totalmente confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierte en un insumo para las actividades de E&P en Colombia.

En total se cargaron 33.385 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representa un crecimiento del 2,5% de las bases de datos del EPIS para el año 2005. Igualmente se recibieron 17.962 nuevos medios físicos que incluyen cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, que fueron almacenados en la Cintoteca NRP y que representa un crecimiento del 2,2% en los medios almacenados.

Durante los tres primeros meses del 2006, de acuerdo con los compromisos de las compañías, se han recibido 935 Km de sísmica de campo equivalentes (8 programas 3D), 2.000 Km de sísmica de proceso (2 programas 3D) e información de 285 pozos. Esta información mantiene los estándares de calidad con el fin de contar y seguir ofreciendo información confiable para las actividades de E&P. Esta información se encuentra representada en 4.500 nuevos medios físicos, que incluyen cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, que han sido almacenados en la Cintoteca NRP.

2.2.4.2 Suministro de información

Durante el año 2005 se suministró información sobre 3.285 Km de sísmica 2D de campo, 5.827 Km de sísmica 2D de proceso y 296 Km en sísmica 3D a los usuarios del Banco de Información Petrolera. Se atendió información de 480 pozos, se suministraron más de 28.000 documentos técnicos, al igual que 250 mapas de puntos⁴ y se atendieron 166 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción), para un promedio de 16 sesiones mensuales. Estos volúmenes suministrados fueron el principal aporte por parte del Banco de Información Petrolera a las actividades de exploración de hidrocarburos en Colombia en el 2005 y permitieron proyectar los compromisos de las compañías operadoras para los nuevos proyectos en los próximos años.

Las cuencas de mayor demanda de información fueron: Llanos, Valle Superior, Valle Inferior y Valle Medio del Magdalena, Guajira, Putumayo y Catatumbo, en orden de importancia. Además se suministró información de cuencas frontera como: Pacífico, Cayos y Sinú.

Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: Occidental, Ecopetrol, Petrominerales, Hocol, Drummond, Kappa Resources, Petrobras, Stratus y BHP Billiton, entre otras, lo cual refleja igualmente la fuerte actividad de estas compañías durante el 2005. Por su parte, las compañías nuevas (sin presencia en el país) que visitaron la sala de Dataroom fueron: Reliance (India), Maersk (Dinamarca), Sinopec (China); Shell (Holanda).

A marzo 31 de 2006 se han atendido 137 solicitudes de información sobre 1.500 Km de sísmica 2D de campo y 2.500 Km de sísmica 2D de proceso; se han suministrado 5.578 documentos técnicos, se entregó información de 221 pozos y se atendieron 77 sesiones de dataroom. La compañía que mayor número de sesiones ha solicitado es Emerald Energy PLC, y la cuenca de mayor interés para las compañías ha sido Llanos, seguido del Valle Medio del Magdalena y Putumayo.

2.2.4.3 Inversiones para mejorar

La ANH realizó inversiones para mejorar los datos y la infraestructura tecnológica del Banco de Información Petrolera (BIP), con el objeto de reducir tiempos de respuesta en la atención de solicitudes y preparar tecnológicamente al BIP para prestar nuevos servicios a los usuarios en el mediano plazo.

⁴ En un mapa de puntos se ilustran las líneas sísmicas que se han levantado en una región en particular.

2.2.4.3.1 Asignación de banderas de confidencialidad

Este proyecto, pionero en Colombia, consistió en asignarle banderas de confidencialidad a más de 1.300.000 archivos que reposan en las bases de datos del EPIS, de acuerdo a los criterios contenidos en los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, a las condiciones que se establecieron desde la creación de la ANH y a los nuevos esquemas contractuales. Los resultados de este proyecto permitirán el acceso seguro a las bases de datos del BIP.

2.2.4.3.2 Crecimiento de la solución de conectividad actual del EPIS

Dentro del proceso de escisión de los servicios que se obtenían a través de ECOPETROL, se llevó a cabo el proyecto de conectividad a través del cual se implementó un canal de banda ancha entre la ANH y el EPIS, la Litoteca Nacional y el EPIS, y entre la Cintoteca NRP y el EPIS, lo que garantizará la autonomía en la administración de los enlaces de comunicaciones y ayudará a prestar el servicio de autoatención a los usuarios.

2.2.4.3.2 Nuevo portal web del EPIS

Con base en las encuestas de satisfacción y en especial como resultado de la encuesta realizada a través del Centro Nacional de Consultoría, se definió la necesidad de modificar el portal web del EPIS, con el fin de mejorar la navegabilidad y uso del sitio, mejorar su imagen y lograr un acceso más rápido y eficiente de la información. La nueva imagen del portal ayudará a convertir el EPIS en uno de los principales vehículos de promoción nacional e internacional de los proyectos de la ANH y dar solución a las dificultades que se han presentado en suministro de información. Adicionalmente se presentará información más actualizada y oportuna a las compañías que realizan proyectos de inversión en exploración y explotación, y será además una ventana para dar apoyo a proyectos de investigación de universidades y otras entidades estatales.

2.2.5 PROMOCIÓN Y DIVULGACIÓN

Para el 2005, el Gobierno Nacional asignó a la ANH una adjudicación presupuestal de \$4.988.000.000, de tal forma que emprendiera una campaña de divulgación y promoción definida por participación y organización de eventos nacionales e internacionales, publicaciones, talleres, conferencias y proyectos globales, cuyo objetivo fue posicionar positivamente ante el sector a Colombia como un destino de inversión petrolera, a la ANH como el interlocutor, posicionar los beneficios del nuevo esquema, el nuevos contrato y el potencial geológico inexplorado.

Dado que los eventos son escenarios importantes de divulgación y comunicación, durante el 2005 se estableció una programación de los mismos, tanto para organizar como para participar o asistir como observador a nivel nacional e internacional. A continuación se relacionan los eventos en que la ANH participó durante el 2005:

EXHIBICIONES INTERNACIONALES CON STAND - 2005		
NOMBRE	CIUDAD	FECHA
AAPG APPEX	Londres	28 Febrero - 3 Marzo
AAPG Annual Convention	Calgary	19 - 22 Junio
AAPG Internacional Conference and Exhibition	París	11 -14 Septiembre
18 th World Petroleum Congress	Johanesburgo	25 -29 Septiembre
V Ingepet	Lima	8 -11 Noviembre

EXHIBICIONES NACIONALES CON STAND - 2005		
NOMBRE	CIUDAD	FECHA
Colombia Oil & Gas Investment Conference	Cartagena	19 - 21 Mayo
The Economist	Cartagena	9 - 10 Junio
Congreso Colombiano de Geología	Bogotá	26 - 29 Julio
Colombia Oil & Power	Bogotá	16 - 18 Agosto
Congreso Colombiano del Petróleo	Bogotá	18 - 21 Octubre

ASISTENCIA A CONFERENCIAS INTERNACIONALES - 2005		
NOMBRE	CIUDAD	FECHA
CERA Week 2005	Houston	14 - 18 Febrero
Latin Oil & Gas	Rio de Janeiro	8 - 9 Marzo
IPAA	Nueva York	18 - 20 Abril
OTC	Houston	2 - 5 Mayo
Conferencia de Energía	La Jolla	15 - 18 Mayo
National Oil Companies Summit	La Haya	1 - 2 Septiembre
National Data Repository (NDR)	Utrecht	19 - 22 Septiembre
IV Semana Nacional de Petroleo y Gas	Moscú	31 Octubre - 2 Noviembre

Una importante actividad estipulada en el Plan de Promoción eran las visitas uno a uno a presidentes, jefes de exploración o nuevos negocios de las empresas objetivo para la ANH, con el fin de establecer una relación más cercana y realizar presentaciones detalladas sobre el clima de inversión y las oportunidades de negocio en el país, y realizar seguimiento a las compañías que ya habían sido contactadas. Estas visitas también se constituyeron en una oportunidad para discutir temas de mutuo interés con las casas matrices de empresas que ya se encuentran en Colombia.

VISITAS UNO A UNO - 2005		
NOMBRE	CIUDAD	FECHA
Ronda Vikinga	Dinamarca, Noruega	23 - 29 Enero
Ronda Brasil	Rio de Janeiro	6 - 11 Marzo
Ronda Denver	Denver	3 - 9 Abril
Ronda Asia	Tokyo - Beijing	4 - 15 Abril
Ronda Reino Unido	Londres	3 - 4 Septiembre
Ronda Rusia	Moscú	31 Octubre - 4 Noviembre
Ronda LatAm	Argentina, Chile, Brasil, Perú	8 -20 Noviembre

Los principales resultados del año 2005 en materia de promoción son:

Colombian Oil & Gas Investment Conference, evento organizado por la ANH, enfocado a nuevas oportunidades de inversión disponibles para compañías de todos los tamaños, ampliar operaciones existentes en el sector de hidrocarburos y puntualizar las diferentes formas en que se puede aprovechar el ambiente de negocios.

Con la finalidad de definir la estrategia de promoción de la ANH durante los próximos 5 años, se contrató la consultoría de la evaluación de las estrategias exploratorias de las compañías de E&P de petróleo y gas a nivel mundial, el cual arrojó un análisis de las oportunidades de mercado, investigación y selección de compañías petroleras objetivo, análisis de los productos ofrecidos por la Agencia, recomendaciones sobre estrategias de mercadeo, entre las que se destacan la de establecer contacto con directivos de las empresas detectadas y generar reuniones de negocio en el exterior. Adicionalmente, el estudio aportó una lista de oportunidades y amenazas en cuanto a la percepción de Colombia por parte del sector a nivel internacional.

Hasta el 30 de abril de 2006, la ANH ha participado en importantes eventos nacionales e internacionales a través de presentaciones técnicas y comerciales, además de producción y entrega material impreso interactivo sobre la prospectividad del país, las oportunidades de inversión y las condiciones contractuales.

EVENTOS ENERO A ABRIL DE 2006				
CATEGORÍA	EVENTO	CIUDAD	MES	DÍAS
Exhibiciones Internacionales con stand	NAPE – North American Prospect Expo,	Houston	Febrero	2-3
	AAPG Prospect & Property Expo APPEX,	Londres	Marzo	6-9
	12 Latin Upstream	Rio de Janeiro	Marzo	28-31
	AAPG Annual Convention	Houston	Abril	9-12
Exhibiciones Nacionales con stand	AIPN	Bogotá	Febrero	8-9
Participación y/o asistencia en conferencia	Trinidad and Tobago Petroleum Conference	Puerto España	Febrero	6-7
	Cera Week	Houston	Febrero	6-9
	Latin Independents Forum	Rio de Janeiro	Marzo	28

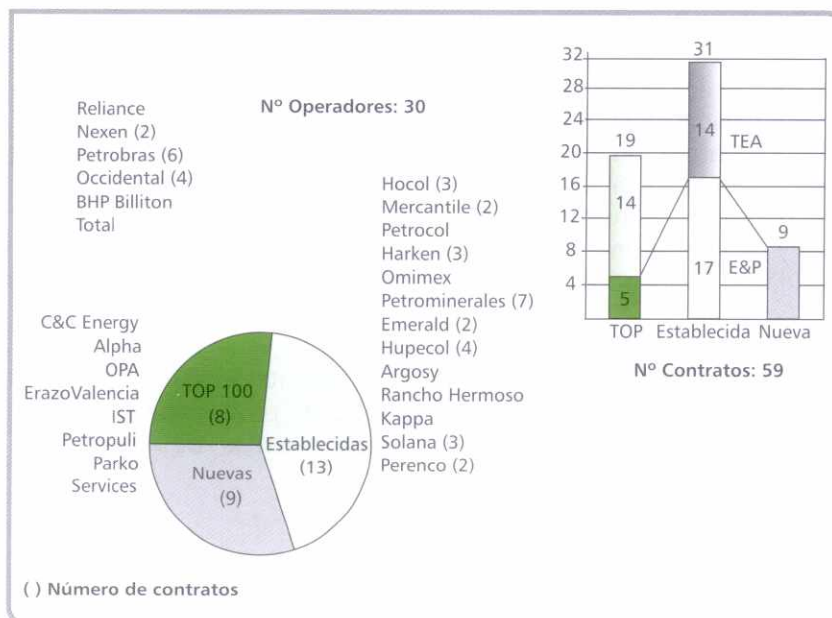
2.2.6 NEGOCIACIÓN

2.2.6.1 Visión y expectativas de los programas exploratorios negociados

Se realizó una clasificación, según tamaño y capacidad operacional, de las empresas que suscribieron contratos con la ANH durante el 2004 y 2005 de la siguiente manera:

- Top 100: Empresa en la lista de las Top 100 - 2005 según la lista PIW (Petroleum Intelligence Weekly)
- Empresas establecidas: empresas medianas y pequeñas del sector con experiencia en exploración.
- Empresas nuevas: empresas con experiencia en el área, pero diferente a las actividades netamente exploratorias.

RELACIÓN DE OPERADORES DE LOS CONTRATOS FIRMADOS EN EL 2005



Además de encontrar una relación de las estrategias de operación según tipo de compañía, vale la pena destacar que las empresas denominadas "nuevas" sólo tienen una participación del 2% del total del área asignada, comparado con el 46% y 56% correspondientes a las empresas denominadas TOP 100 y establecidas, respectivamente.

Es importante resaltar el interés que el contrato ha despertado en empresas independientes canadienses de capital público como Petrominerales (Petrobank), Solana (Adulis) y otras de capital privado creadas por personal de alta experiencia como C&C Energy. Esta situación está asociada con la analogía geológica que existe entre Canadá y Colombia.

2.2.7 ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN ECOPETROL S.A.

La Vicepresidencia de Exploración consolidó durante el 2005 el giro que postuló en el año 2004, el cual se enmarcó en redireccionar el negocio para elevarlo a un nivel técnico competitivo, siendo creativo en sus negocios, y adelantó un "Benchmarking" de los procesos de Adquisición y Desinversión de Activos de E&P; con base en éste se definieron nuevos procesos de talla internacional con el fin de tener mayor probabilidad de llegar a las metas de la empresa en materia de reposición de reservas.

Además, intensificó su propósito de diversificar los costos y riesgos inherentes a la actividad exploratoria y de posicionamiento a ECOPETROL en proyectos exploratorios estratégicos que contribuyan al crecimiento de las operaciones de exploración, tanto en el ámbito nacional como internacional.

En el 2005 se formuló la estrategia de internacionalización de ECOPETROL en la Vicepresidencia de Exploración, como un paso de consolidación del plan de compra de reservas concebido en el año 2004, y ante las facultades dadas a ECOPETROL a través del Decreto 1760 de junio de 2003, para explorar y explotar hidrocarburos en el exterior. Se definieron los criterios para realizar negocios de E&P en el escenario internacional y los países objetivo (Argentina, Brasil, Ecuador, Perú, Venezuela, Trinidad & Tobago, Estados Unidos y Canadá). Se adelantó el proceso de la creación del vehículo internacional, definiendo una estructura societaria para la constitución de la filial internacional.

En lo referente a los negocios nacionales, durante el 2005 ECOPETROL suscribió tres nuevos Contratos de Exploración y Explotación con la ANH (Uribante, Caño Sur y Pechui), que se suman a los 6 contratos de este tipo y a los 4 Contratos de Evaluación Técnica suscritos en el 2004, en los cuales ECOPETROL es titular en los intereses de participación. Vale la pena resaltar que el Contrato de Exploración y Explotación Caño Sur hace parte del Proyecto Integrado de Crudos Pesados que actualmente adelanta ECOPETROL, en su propósito de desarrollar el potencial de crudos pesados en el área de los Llanos Orientales.

Paralelamente al esfuerzo de explorar en nuevas áreas administradas por la ANH, con fundamento en la cláusula sobre "Mecanismos para igualar las condiciones económicas" contenida en los contratos de asociación suscritos con posterioridad a la creación de la ANH, ECOPETROL logró importantes acuerdos en seis contratos de asociación que le permiten retener parte de los derechos respecto de los hidrocarburos que puedan descubrirse en dichas áreas.

Finalmente, como parte de la estrategia de posicionamiento en proyectos exploratorios estratégicos, durante el 2005 se lograron importantes avances en las negociaciones con nuevas compañías interesadas en vincularse conjuntamente con ECOPETROL, en la ejecución de proyectos exploratorios, principalmente en la región costa fuera del Mar Caribe y a lo largo del Valle del Río Magdalena.

Los descubrimientos (recursos contingentes) del año, ascendieron a cerca de 68 MBPE y ECOPETROL participó con 34 MBPE, dados con el mejor estimado de los resultados de los 10 pozos exploratorios productores en el año, 9 terminados en el 2005 y uno que terminó en 2004 y fue probado en 2005 (Mana-1). Comparado con los años anteriores, estos descubrimientos fueron superiores en un 60% frente al 2004, un 56% menores que en el 2003 y un 41% mayores que en el 2002.

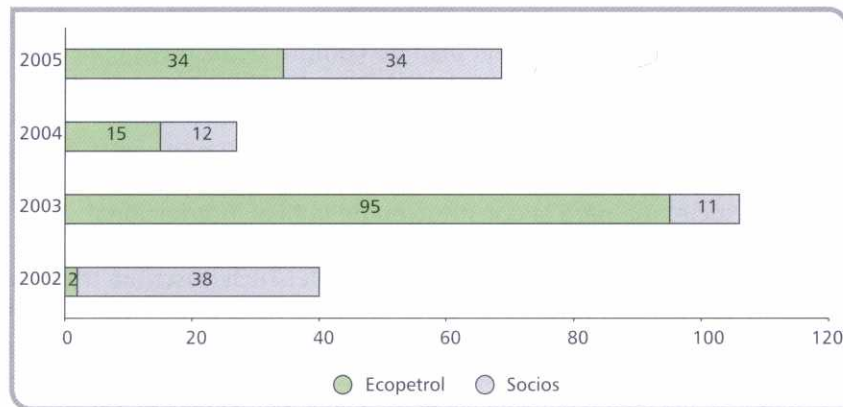
DESCUBRIMIENTOS 2005

Nº	CONTRATO / BLOQUE	COMPAÑÍA	CAMPO	CUENCA	VOLUMEN ESTIMADO (MBPE) p50
1	GUAYUYACO	ARGOSY	GUAYUYACO	PUT	8.0
2	PLAYON	ECOPETROL	CAGÜI	VMM	34.0
3	GARCERO - C	PERENCO	CANDALAY	LLA	0.8
4	COROCORA	PERENCO	REMACHE NORTE-2	LLA	3.5
5	UPAR	ECOPETROL - HOCOL	GRANADILLA-1 (GAS)	VSM	0.83
6	CAMPO RICO	EMERALD	VIGIA-1	LLA	15.0
7	RONDON	OXY	CARICARE	LLA	5.4
8	ABANICO	KAPPA	VENTILADOR-2 (GAS)	VSM	EN EVALUACIÓN
9	FORTUNA	EMERALD	SILFIDE	VMM	EN EVALUACIÓN
*	MANA	MERCANTILE	MANA	VSM	1.0
TOTAL					68.6

● Gestión de Ecopetrol

Fuente: Ecopetrol S.A

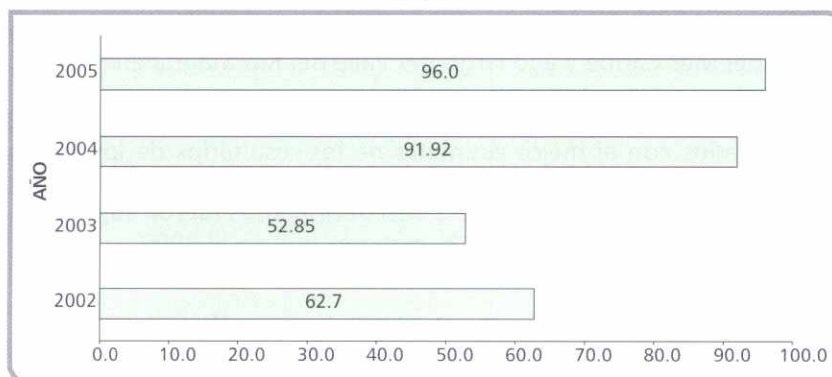
DESCUBRIMIENTOS MBPE



Fuente: Ecopetrol S.A

La asignación presupuestal para las actividades exploratorias directas de ECOPETROL fue de US\$90,89 millones y la ejecución presupuestal de la Vicepresidencia en el año 2005 ascendió a US\$96,04 millones. ECOPETROL incrementó su inversión exploratoria en el 2005 en un 4% con respecto al 2004, un 44% con respecto al 2003 y un 35% con respecto al 2002.

INVERSIONES EXPLORATORIAS ECOPETROL MUS\$



Fuente: Ecopetrol S.A

La Vicepresidencia de Exploración de ECOPETROL se ha trazado retos para el 2006, especialmente en descubrimientos de hidrocarburos, 135 MBPE, entre ECOPETROL y sus socios, de los cuales ECOPETROL aportará 40 MBPE.

Las metas que se ha propuesto ECOPETROL en materia de exploración, se pueden visualizar en el Tablero Balanceado de Gestión, y los resultados a 31 de marzo de 2006, en las tablas que se muestran a continuación:

INDICADOR			UNIDAD	META 2006
Recursos Contingentes	Descubrimiento (P50)	CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	MBPE	95
		ECOPETROL DIRECTO, CRC Y NUEVOS NEGOCIOS		40
Reposición de Reservas	Nuevas Reservas (RPND)	CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	MBPE	13
		ECOPETROL DIRECTO		14
		INTERNACIONALIZACIÓN		20
Perforación Exploratoria A-3 y A-2		CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	Número	13
		ECOPETROL DIRECTO, CRC Y NUEVOS NEGOCIOS		7
Sísmica KM Equivalentes (1Km ² 3D = 1.7 Km. 2D)		CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	KM eq.	600
		ECOPETROL DIRECTO, CRC Y NUEVOS NEGOCIOS		3,000
Nuevas Oportunidades		NUEVOS NEGOCIOS	MBPE	300
		BLOQUES ACTUALES		250

Fuente: Ecopetrol S.A

INDICADOR			UNIDAD	RESULTADOS ACUMULADOS 31 DE MARZO DE 2006	
				RESULTADOS	META
Recursos Contingentes	Descubrimiento (P50)	CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	MBPE	En evaluación	95
		ECOPETROL DIRECTO, CRC Y NUEVOS NEGOCIOS		En evaluación	40
Reposición de Reservas	Nuevas Reservas (RPND)	CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	MBPE	0	13
		ECOPETROL DIRECTO		0	14
		INTERNACIONALIZACIÓN		N.A	20
Perforación Exploratoria A-3 y A-2		CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	Número	8	13
		ECOPETROL DIRECTO, CRC Y NUEVOS NEGOCIOS		0	7
Sísmica KM Equivalentes (1Km ² 3D = 1.7 Km. 2D)		CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	KM eq.	432	600
		ECOPETROL DIRECTO, CRC Y NUEVOS NEGOCIOS		473	3,000
Nuevas Oportunidades		NUEVOS NEGOCIOS	MBPE	0	300
		BLOQUES ACTUALES		0	250

Fuente: Ecopetrol S.A

Los descubrimientos (recursos contingentes) del primer trimestre del año se encuentran en evaluación:

DESCUBRIMIENTOS 2006

Nº	CONTRATO / BLOQUE	COMPAÑÍA	CAMPO	CUENCA	VOLUMEN ESTIMADO (MBPE) p50	OBSERVACIONES
1	Ambrosia	Mercantile	Ambrosia	VSM	En evaluación	
2	Las monas	Petrosantander	San mateo	VMM	En evaluación	
*	Doima	Hocol	Don pedro	VSM	En evaluación	Gas
*	De mares	Ecopetrol	Guariquies	VMM	En evaluación	

* Nota: pozos perforados en 2005, terminaron pruebas en 2006
Fuente: Ecopetrol S.A

2.3 RESERVAS

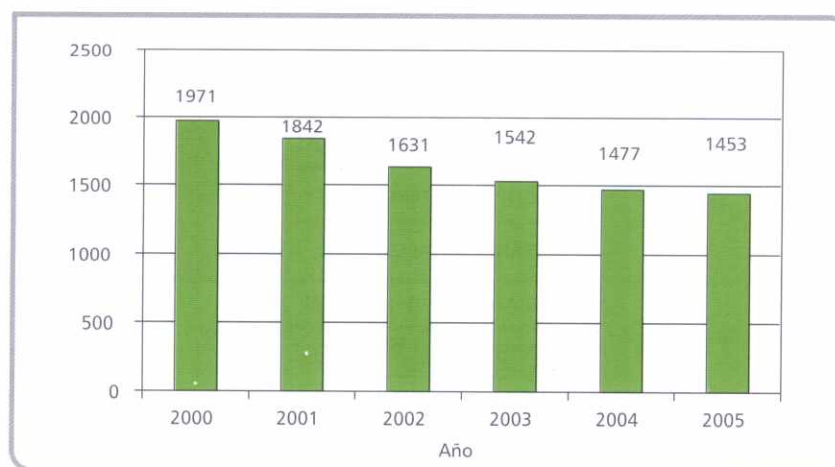
A diciembre 31 de 2005 las reservas probadas de petróleo del país eran de 1.453,2 MBLS, lo que muestra una reposición de reservas del 87% comparado con la producción total del año que fue de 189,6 MBLS.

Esto corresponde a un incremento de las reservas probadas durante el 2005 de 166,1 MBLS, de los cuales 23 MBLS son de nuevas reservas y 143 MBLS producto de reevaluaciones de reservas en los campos que actualmente están en producción.

ECOPETROL logró una reposición de reservas del 104% con la incorporación de 117,1 MBLS, de una producción anual de 113,5 MBLS. Las reservas probadas de la empresa a diciembre de 2005 eran de 1.099,1 MBLS, comparadas con los 1.095,4 MBLS reportados a diciembre de 2004.

En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de las reservas remanentes de petróleo durante los últimos años.

RESERVAS DE PETRÓLEO (MILLONES DE BARRILES)



Fuente: Ecopetrol S.A

2.4 PRODUCCIÓN

Todas las actividades ejecutadas durante 2005 para maximizar la producción de los campos petroleros lograron frenar la caída en la producción nacional de hidrocarburos que se venía presentando desde hace

cinco años. La producción promedio de petróleo durante el 2005, fue de de 526,2 KBPD, valor que es superior a la meta de 510 KBPD fijada para ese año.

Al cierre del 2005 la producción promedio de petróleo en el país fue de 526.200 BPD, es decir una declinación de 0,4% comparada con 2004, cuando alcanzó 528.400 BPD. De esta producción, 138.400 BPD provienen de los campos operados por ECOPETROL, los cuales muestran un aumento de producción del 12%, es decir 15.000 BPD, frente a los 123.500 BPD que se produjeron en 2004. Esta producción se divide en 131.300 BPD de producción directa y 7.100 BPD de contratos de producción incremental operados por ECOPETROL. Con corte al 30 de abril de 2006, la producción promedio del país ha estado alrededor de 529,93 KBPD.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (KBPD) (Abril/2006)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Lo anterior como resultado del incremento de producción de los campos ubicados en Apiay, Castilla y algunos del Magdalena Medio, circunstancia que mitigó la declinación presentada en los campos operados en asociación, que mostraron una disminución de 23.000 BPD comparada con el año anterior.

La producción propiedad de ECOPETROL (directa más asociada) llegó a 311.704 BPD, 5.000 BPD por encima de lo obtenido en el año anterior; esto como resultado de las diversas actividades encaminadas a prolongar la productividad de los campos e incrementar su factor de recobro en desarrollo de la estrategias de la empresa en este sentido.

Igualmente queremos destacar que a diciembre de 2005 la producción proveniente de contratos de exploración y producción, suscritos por la ANH, sobrepasó los 114.000 barriles de aceite, provenientes de una cuenca sedimentaria tan prolífica como los Llanos Orientales y de una que históricamente no ha mostrado mayor éxito exploratorio como la denominada Cordillera Oriental.

De los cuatro pozos perforados en el 2005, tres probaron hidrocarburos: Los Hatos-1, Toruno-1 y Arianna-1, el cuarto pozo denominado Arama-1 del E&P Macarenas resultó seco y abandonado. Igualmente fueron reentrados pozos como Tilodirán-1 (diciembre 2004), Macarenas-1 (enero 2004), Bolívar-1 y Carupana-1 (julio 2005), Ocumo-1 (reentry iniciado en marzo 2005 y concluido en enero 2006), Temblón-1X probando hidrocarburos (enero 2006) pero pendiente de iniciar pruebas de producción por la situación de orden público en el Putumayo.

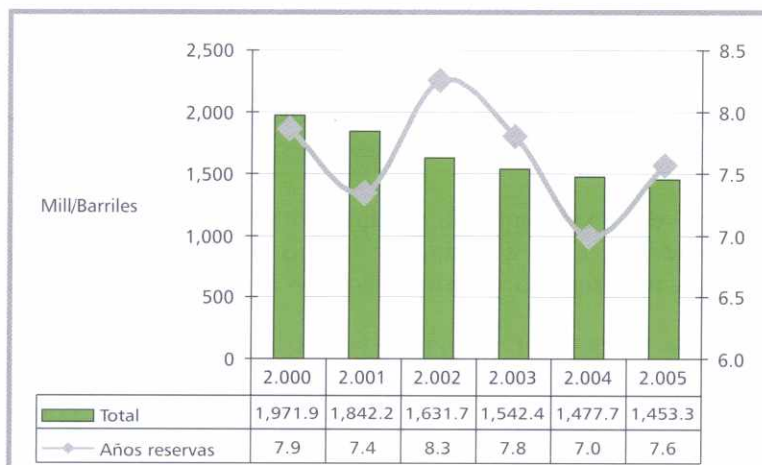
De los 10 pozos perforados en la actual vigencia, 6 fueron taponados y abandonados y 4 están pendientes de pruebas. En el primer trimestre de 2006 la producción de contratos de exploración y producción superó los 41.000 barriles de petróleo y 232 millones de pies cúbicos de gas natural, provenientes de pruebas de producción iniciales y de aquellas tendientes a establecer comercialidades. Dicha producción estuvo distribuida en cinco contratos para petróleo en las cuencas de Llanos y Cordillera Oriental, y un contrato para gas en el Valle Inferior del Magdalena, de la siguiente forma:

CONTRATOS E&P	POZOS	ACUMULADA DIC 31 05	ENE TOTAL MES bls	FEB TOTAL MES bls	MAR TOTAL MES bls	ACUMULADO 2006
RÍO VERDE	Tilodirán-1	58.099	0	0	0	0
	Macarenas-1	26.289	0	0	0	0
	Total	81.454	0	0	0	0
BUENAVISTA	Bolívar-1	8.906	0	0	3.372	3.372
YAMÚ	Carupana-1	485	0	2.683	2.857	5.540
LOS HATOS	Los Hatos-1	17.350	6.100	5.158	5.330	16.588
OROPENDOLA	Ocumo-1	0	550	1.108	799	2.457
MAPUIRO	Toruno-1	6.174	4.115	4.029	4.949	13.093
Total Aceite		114.391	10.765	12.978	17.307	41.050
ESPERANZA (GAS) MMPC	Arianna-1	0,0	22	101	109	232
Total Gas MMPC		0,0	22	101	109	232

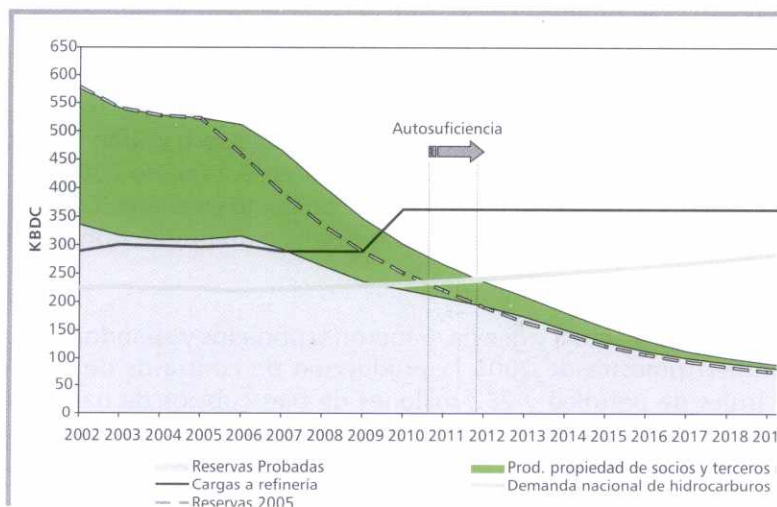
Fuente: ANH

En lo que tiene que ver con la relación reservas/producción (Factor R/P), en el siguiente gráfico vemos que alcanza los 7,6 años. Este incremento con respecto a los 7 años del periodo anterior se debe a los mayores niveles de producción obtenidos en 2005, los cuales permitieron que las proyecciones de la pérdida de autosuficiencia en el país se extiendan hasta finales del año 2011.

RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN

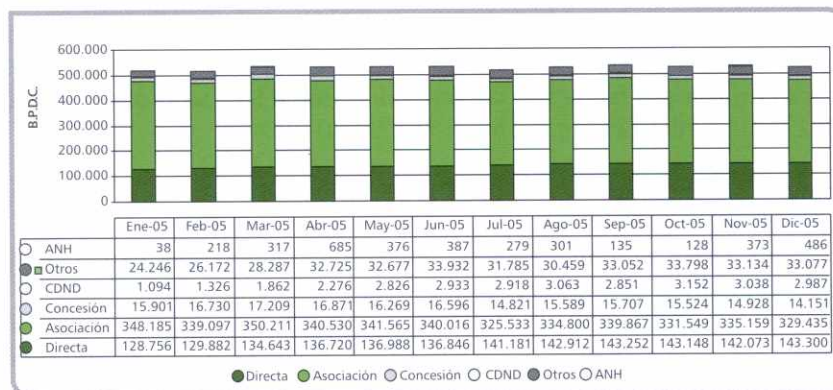


PROYECCIONES DE PÉRDIDA DE AUTOSUFICIENCIA



En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento de la producción de crudo durante el 2005 y la participación de cada una de las modalidades de producción:

HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN TOTAL DE CRUDO



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.4.1 INVERSIÓN EN PRODUCCIÓN

A lo largo de 2005, en busca de maximizar la producción, se ejecutaron diversas actividades encaminadas a prolongar la productividad de los campos e incrementar su factor de recobro mediante la inversión en proyectos de desarrollo adicional.

En los campos de operación directa de ECOPETROL, se invirtieron en producción US\$287 millones y en los campos operados a través de contratos de asociación las inversiones ascendieron a US\$354 millones. Durante este período finalizó la negociación para incorporar un socio en el desarrollo futuro del campo maduro La Cira Infantas en el Valle Medio del Magdalena y se continuó trabajando en la alianza estratégica del Campo Casabe. Asimismo, se iniciaron los procesos para la búsqueda de socios estratégicos para los proyectos de crudos pesados en los Llanos Orientales y el Campo Tibú, en el área del Catatumbo.

En total, en el negocio de producción se adelantaron 88 proyectos, de los cuales 43 corresponden a la operación directa y 45 a la asociada.

Entre los proyectos de operación directa se destacan: la perforación de 54 pozos de desarrollo y la adecuación de instalaciones de procesamiento, principalmente en los campos Castilla, Apiay y Chichimene, en los Llanos Orientales; el desarrollo adicional de los campos Lisama, Yariguí y Casabe, en el Valle Medio del Magdalena; y Tenay, Toldado y Santa Clara, en el Valle Superior del Magdalena.

Como parte de la operación asociada se adelantaron varios proyectos con el fin de incrementar la producción de los campos existentes y asegurar nueva oferta de gas en el mercado. En ese sentido entró en operación la planta de gas para el procesamiento de 200 MPCD de gas de los campos Cusiana y Cupiguá y se efectuó la extensión de la comercialidad de Recetor en el Piedemonte Llanero.

Asimismo, se avanzó en el desarrollo del Campo Jazmín, de crudo pesado, en el Valle Medio del Magdalena y en los campos San Francisco, Balcón, Yaguará, Río Ceibas y Guando, en el Valle Superior del Magdalena.

Durante este período también se concretaron actividades de desarrollo en el Contrato Cravo Norte en Arauca, así como el inicio del proyecto de perforación de tres pozos costa afuera en el campo de gas Chuchupa (plataforma B) en la Guajira.

Durante el 2005 se realizaron inversiones en producción por un valor de US\$641 millones, 65% más con respecto a la ejecución durante el 2004. De este total, con destino a la operación asociada se invirtieron US\$354 millones, mientras que para la operación directa se invirtieron US\$287 millones, 72% más que en el 2005.

En relación con las inversiones proyectadas en producción para el 2006, éstas corresponden a US\$675 millones, valor 48% superior a las inversiones realizadas el año anterior.

2.5 REVERSIÓN DE LA CONCESIÓN TELLO

El 13 de febrero de 2006, de acuerdo con los términos del Contrato, se llevó a cabo la reversión de la Concesión Tello, operada hasta esa fecha por la compañía Hocol S.A. La producción registrada a marzo 31 de 2006 es de 862.000 barriles con un promedio de 9,580 BPD.

Actualmente los campos son operados por ECOPETROL en virtud de un contrato suscrito con la ANH, entidad encargada de su administración y quién se encuentra trabajando en la Línea Base Ambiental del Campo, estudio que será de vital importancia para conocer su estado actual y permitirá realizar un adecuado seguimiento ambiental del mismo.

En el esquema del negocio con ECOPETROL se definió que la producción correspondiente a la curva básica pertenece a la ANH, y todas las inversiones dirigidas a la obtención de la producción incremental serían realizadas por el nuevo operador y la producción se compartiría dejando una rentabilidad razonable a la Estatal.

Para la operación del campo y comercialización del crudo, se suscribieron con ECOPETROL El Segundo Acuerdo Previo de Términos y Condiciones Básicas (acuerdo de operación) y el Contrato de Compraventa de Crudo Tello - La Jagua.

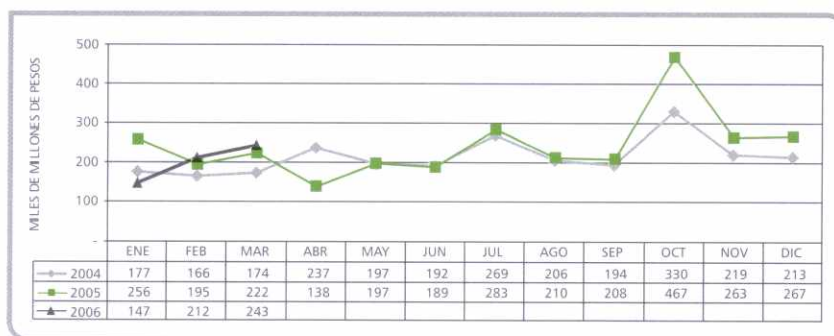
3. REGALÍAS

3.1 DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS

La liquidación provisional y definitiva de regalías las viene realizando el Ministerio de Minas y Energía y le corresponde a la ANH efectuar los giros respectivos a las entidades beneficiarias, de acuerdo con lo establecido en la normatividad reglamentaria. Durante la vigencia fiscal 2005 la ANH contó con una apropiación presupuestal de \$2 billones de pesos para atender los compromisos relacionados con regalías.

Durante el 2005 las regalías generadas por la explotación de hidrocarburos ascendieron a \$2,8 billones, frente a \$ 2,5 billones del 2004. Durante el periodo comprendido entre junio de 2005 y marzo de 2006 se han liquidado \$2,4 billones. En el siguiente cuadro se muestra la tendencia de los últimos tres años:

REGALÍAS RECAUDADAS 2004 - 2006



Fuente: ANH

En la siguiente tabla se puede observar el acumulado de regalías pagadas por la ANH, durante la vigencia fiscal 2005 y lo que va corrido de 2006, agrupadas por departamento y puertos:

**REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
2005 - 2006
MILLONES DE PESOS CORRIENTES**

BENEFICIARIO	2005	2006 *
ANTIOQUIA	52.981.445.167	16.117.654.965
ARAUCA	168.593.374.049	64.306.590.282
BOLÍVAR	30.898.418.941	11.432.453.283
BOYACÁ	59.614.960.975	26.241.264.402
CASANARE	516.335.162.773	170.913.226.488
CAUCA	5.180.695.797	4.036.218.011
CESAR	7.395.777.217	2.290.215.495
CÓRDOBA	-	12.316.716
CUNDINAMARCA	6.890.103.853	6.396.901.677
GUAJIRA	66.656.239.137	27.755.714.877
HUILA	205.123.797.699	54.815.274.434
META	267.849.636.649	91.831.547.184
NARIÑO	471.560.571	8.528.328
NORTE DE SANTANDER	10.094.306.992	6.289.402.091
PUTUMAYO	34.222.542.566	15.611.559.330
SANTANDER	87.939.134.078	60.139.104.723
SUCRE	909.532.425	342.046.294
TOLIMA	74.734.701.032	29.250.904.402
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	41.963.518.480	26.452.110.075
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	49.446.562.340	24.458.738.384
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	43.268.042.775	16.543.498.579
FNR. ESCALONAMIENTO	10.405.706.386	2.051.746.694
COMISIÓN NAL. REGALÍAS 1% Ley 756	19.914.882.611	5.234.732.522
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	304.154.331.912	90.246.758.627
FONPET	-	-
TOTAL	2.065.044.434.428	752.778.507.863

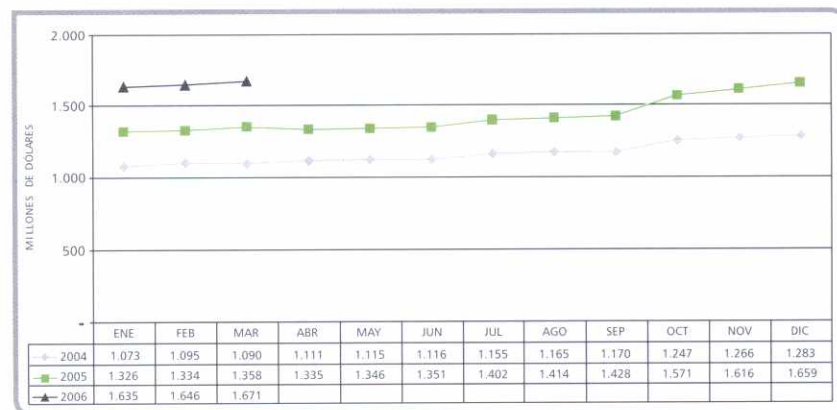
* Enero - Abril 2006
Fuente: ANH

3.2 FONDO DE ESTABILIZACIÓN PETROLERA – FAEP

En relación con las retenciones por concepto de participaciones y regalías correspondientes a las entidades partícipes con destino al FAEP, se han efectuado los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995, por parte de la ANH.

El saldo del FAEP asciende a USD\$1.671 millones (sin incluir intereses), mostrando el siguiente saldo para el periodo 2004-2006:

SALDO FAEP 2004 - 2006



4. ZONAS DE FRONTERA

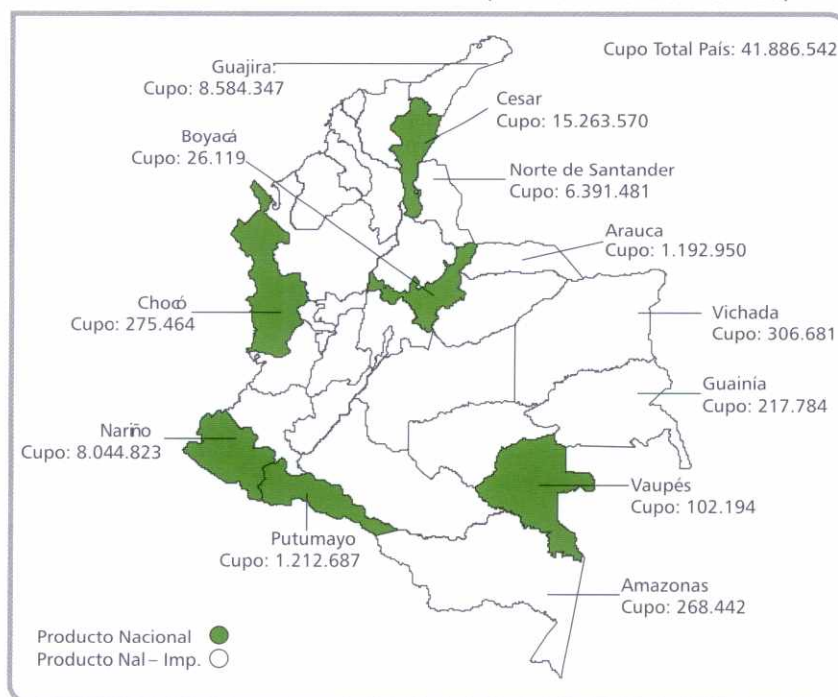
En cumplimiento artículo 1 de la Ley 681 del 2001 y sus disposiciones reglamentarias, en especial el Decreto 457 de 2005, el Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con ECOPETROL ha seguido implementando acciones de mejoramiento y actualización de los planes de abastecimiento para cada uno de los doce departamentos que hacen parte de zonas de frontera del país, con el fin de optimizar las condiciones de abastecimiento, así como la prestación del servicio de distribución de combustibles en estas regiones, tema que se definió una vez se conocieron los resultados de las auditorías realizadas a las estaciones de servicio ubicadas en los municipios del país.

Se auditaron cerca de 1.300 estaciones de servicio, de las cuales 950 se encuentran ubicadas en 148 municipios fronterizos de los departamentos de Nariño, Cesar, Guajira, Putumayo, Vichada, Amazonas, Norte de Santander, Chocó, Arauca, Vaupés, Guainía y Boyacá. De las mencionadas 950 estaciones de municipios fronterizos, 843 se beneficiaron con la asignación de 27.051.021 galones de combustibles al mes, los cuales, de acuerdo con lo previsto en la Ley de Fronteras, cuentan con exención de IVA e impuesto global, y en aquellos casos en que el abastecimiento se hace con producto importado de las Repúblicas de Venezuela y Brasil, están igualmente exentos de arancel. Con estas acciones el Gobierno Nacional contribuye de manera importante al desarrollo de las regiones fronterizas.

Durante lo corrido del 2006 se definió la asignación de volúmenes a distribuir en cada uno de los municipios determinados como zonas de frontera y se establecieron por parte del Ministerio de Minas y Energía y ECOPETROL los respectivos planes de abastecimiento.

En el siguiente mapa se presentan los cupos aprobados en cada uno de los departamentos fronterizos y se incluyen los volúmenes asignados a grandes consumidores en los departamentos de Guajira, Cesar, Norte de Santander, y Guainía. Se discrimina igualmente si el abastecimiento se hace con producto nacional o con importaciones de países vecinos.

**DEPARTAMENTOS DE ZONAS DE FRONTERA
CUPOS APROBADOS UPME – 2006 (CIFRAS EN GALONES MES)**



En el siguiente cuadro se presenta una relación de los municipios fronterizos beneficiados con asignación de volumen, así como el cupo en galones mensuales por departamento.

DEPARTAMENTO	EDS	MUNICIPIOS	ASIGNACIÓN GALONES/MES
Nariño 60 Municipios	279	Guachavéz, Yacuanquer, Nariño, Consacá, Pupiales, Carlosam a, Ricaurte, Córdoba, Aldana, Sandona, Puerres, Guachucal, Gualmatán, Túquerres, Roberto Payán, Mallaza, Policarpo, El Tambo, Ipiales, IMDES, Potosí, El Tablón, Cumbitara, Buesaco, La Florida, Tangua, Arboleda, La Unión, Taminango, San Bernardo, San Lorenzo, Sotomayor, El Rosario, Funes, San José De Alban, Leiva, Santa Bárbara de Iscuande, La Llanada, Magüi Payán, El Charco, Pasto, San Pablo, Chachagui, Tumaco, Belén, Iles, La Cruz, El Penol, Samaniego, Cumbal, Linares, Colón (Génova), Cartago, Olaya Herrera, Barbacoas, Guaitarilla, Francisca Pizarro, Sapuyes, Mosquera, La Tola	8.044.823
Cesar 20 Municipios	135	Valledupar, La Paz, San Diego, Bosconia, El Copey, Rio de Oro, El Paso, La Jagua de Ibirico, Gamarra, Agustín Codazzi, Chiriguaná, Becerril, Aguachica, San Martín, Curumaní, San Alberto, Manaure, Pelaya, La Gloria, Pailitas	6.591.504
La Guajira 15 Municipios	140	Jagua del Pilar, El Molino, Villa Nueva, Barrancas, Urbilla, Fonseca, San Juan del Cesar, Riohacha, Maicao, Brumita, Albania, Dib ulla, Manaure, Distracción, Hato Nuevo	2.775.331
Putumayo 13 Municipios	119	Colón, Mocoa, Sibundoy, San Francisco, Santiago, Puerto Asís, Puerto Caicedo, Puerto Leguizamo, La Dorada, Orito, Villa Garzón, La Hormiga, Puerto Guzmán	1.212.687
Vichada 2 Municipios	5	La Primavera, Puerto Carreño	205.127
Amazonas 2 Municipios	16	Leticia, Puerto Nariño	255.885
Norte De Sder 22 Municipios	86	Villa Del Rosario, Puerto Santander, La Esperanza, El Zulia, Cúcuta, Ocaña, Ábrego, Bucarasita, Los Patios, Pamp lona, Tibú, Ragonvalia, Chinácota, El Carmen, Sardinata, Toledo, la Playa, Convención, El Tarra, Hacarí, San Calixto y Teorama	6.198.130
Chocó 4 Municipios	6	Juradó, Rió Sucio , Ungía, Acandí	275.464
Arauca 7 Municipios	46	Tame, Saravena, Fortul, Arauca , Arauquita, Puerto Rondón, Cravo Norte	1.192.950
Vaupés 1 municipio	2	Mitú	76.282
Guainia 1 Municipio	6	Puerto Inirida	196.719
Boyacá 1 Municipio	3	Cubará	26.119
Total	843	148 MUNICIPIOS	27.051.021

4.1 PLANES DE ABASTECIMIENTO PARA LAS ZONAS DE FRONTERA

En cumplimiento del Decreto 4723 de 2005, y una vez definida la asignación de volumen por parte de la UPME, ECOPEPETROL presentó ante el Ministerio de Minas y Energía los nuevos planes de abastecimiento para cada departamento de zona de frontera, aprobados en enero 30 de 2006 y que se detallan a continuación:

Guajira

El esquema de distribución de combustibles para este departamento se encuentra enmarcado en los Decretos 1980 de 2003 y 3353 de 2004. Bajo lo establecido en estos Decretos, el Ministerio de Minas y Energía aprobó nuevos Planes de Abastecimiento mediante la Resolución 124022 de enero 30 de 2006, los cuales contemplan el suministro de combustibles importados de la República de Venezuela o producidos en el país en situaciones de emergencia. Cabe destacar que desde el 27 de diciembre de 2005, empezó a funcionar el esquema con producto importado desde Venezuela para el suministro a estaciones de servicio.

Dentro del desarrollo de este esquema se resalta que el Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta que el Gobierno Venezolano fija el precio de exportación de los combustibles hacia Colombia tomando como referencia la estructura de precios del país, modificó algunos rubros con el fin de estabilizar los precios internos, de tal forma que los mismos no pierdan competitividad frente al producto que pueda ingresar de forma ilícita al territorio colombiano. Dichos rubros se establecen en la Resolución 180303 de marzo 16 de 2006.

Por otra parte, se cuenta con planes de abastecimiento para los grandes consumidores y grandes consumidores individuales no intermediarios de ACPM, con producto nacional o importado, aprobados por este Ministerio mediante Resolución 124023 de enero 30 de 2006.

Cesar

Es abastecido con producto nacional tanto para las estaciones de servicio como para los grandes consumidores y grandes consumidores individuales no intermediarios de ACPM. Por medio de las Resoluciones 124015 y 124016 de enero 30 de 2006, se aprobaron los planes de abastecimiento para las estaciones de servicio y grandes consumidores, respectivamente.

Norte de Santander

El esquema de distribución de combustibles para este departamento se encuentra enmarcado en los Decretos 2340 y 4236 de 2004. Bajo lo establecido en estos Decretos, el Ministerio de Minas y Energía aprobó nuevos Planes de Abastecimiento mediante Resolución 124021 de enero 30 de 2006, los cuales contemplan tres esquemas de abastecimiento: i) con producto importado de Venezuela, ii) con producto procedente de Venezuela y iii) con producto nacional, los cuales se pueden implementar de manera exclusiva o mixta.

El esquema de producto procedente de Venezuela, (suministro de combustibles de los puntos de recolección a los centros de acopio), empezó a funcionar desde el primero de septiembre de 2005, con ventas de gasolina procedente de Venezuela, sólo para el área metropolitana de Cúcuta (Cúcuta, Villa del Rosario, Los Patios y El Zulia), con el fin de analizar el impacto de este esquema; los demás municipios se abastecieron con gasolina nacional. A partir del 7 de septiembre de 2005 se implementó el esquema de abastecimiento con gasolina procedente de Venezuela para todo el departamento. Estas ventas se realizaron a través de los Centros de Acopio aprobados por el Ministerio de Minas y Energía y cesionarios de ECOPETROL, los cuales fueron Dispinar, La Orquídea y VillaPetrol.

Debido a que no se pudo disponer de una oferta suficiente de ACPM para cubrir la demanda del Departamento, éste se abasteció únicamente con producto nacional.

Por otra parte, teniendo en cuenta los controles que la Guardia Nacional Venezolana empezó a aplicar desde finales del mes de enero del presente año, que impedían que los centros de acopio contaran con suficientes inventarios de gasolina, a partir del día 6 de febrero de 2006, se autorizaron las ventas con producto nacional, las cuales se mantienen hasta la fecha.

En cuanto a la implementación del esquema con producto importado de Venezuela, con base en el desarrollo del Comité Técnico, Legal y Logístico Binacional que se viene desarrollando entre Venezuela y

Colombia para definir los esquemas de suministro de combustible importado a los departamentos zonas de frontera, se espera implementar el esquema de importación al departamento de Norte de Santander a más tardar en agosto de 2006, siempre y cuando las adecuaciones logísticas de los centros de acopio se adapten a las especificaciones técnicas mínimas requeridas por el Ministerio de Energía y Petróleo Venezolano, y una vez se adelante el proceso de negociación directa entre ECOPEPETROL y PDVSA.

Boyacá

Como zona de frontera, en este departamento está autorizado sólo el municipio de Cubará, el cual se abastece de producto nacional de acuerdo con lo aprobado por la Resolución 124017 de enero 30 de 2006.

Arauca

El Gobierno Nacional expidió los Decretos 2337 y 4237 del 2004, en los cuales se adoptan mecanismos especiales y flexibles para la distribución de combustibles en el departamento. Se abastece actualmente con producto nacional de acuerdo con la Resolución 124020 de enero 30 de 2006. También se contemplan tres esquemas de abastecimiento: i) con producto importado de Venezuela, ii) con producto procedente de Venezuela y iii) con producto nacional, los cuales se pueden implementar de manera exclusiva o mixta.

El esquema de abastecimiento con producto procedente de Venezuela y suministro de combustibles de los puntos de recolección a la planta de abasto ubicada en el municipio de Arauca se implementó en el mes de octubre de 2005, inicialmente en el municipio de Arauca y posteriormente en todo el departamento, aunque sólo con gasolina por la baja oferta del ACPM venezolano. Pero dicho esquema se suspendió a partir de diciembre de 2005 debido a que los puntos de recolección no pudieron garantizar toda la demanda. En consecuencia, a la fecha el departamento se abastece únicamente con producto nacional.

Al igual que Norte de Santander y teniendo en cuenta la misma problemática, se espera que una vez se superen los inconvenientes de tipo logístico y legal en el área, se pueda implementar el suministro con producto venezolano en el departamento, previsto para los meses de julio a agosto de 2006.

Vichada

Este departamento tiene la misma problemática descrita para Norte de Santander y Arauca, por lo cual el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2339 de 2004.

El plan de abastecimiento corresponde al aprobado mediante la Resolución 124026 de enero 30 de 2006. Actualmente el departamento se abastece con producto nacional. Se espera implantar el esquema con producto importado de Venezuela, una vez se superen los inconvenientes de tipo logístico y legal (entre julio y agosto de 2005)

Guainía

Para el caso del departamento del Guainía, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2338 de 2004 y el Ministerio de Minas y Energía aprobó el Plan de Abastecimiento mediante la Resolución 124025 de enero 30 de 2006. Actualmente el departamento se abastece con producto nacional, pero se espera implantar el esquema con producto importado de Venezuela una vez superen los inconvenientes de tipo logístico y legal.

Vaupés

Se abastece con producto nacional. El producto se lleva vía terrestre desde Mansilla hasta Aguazul y luego por vía aérea hasta Mitú, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124027 de enero 30 de 2006.

Amazonas

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 124024 de enero 30 de 2006, el departamento se puede abastecer con producto importado de Perú o Brasil y/o nacional, esquemas que se pondrán en funcionamiento simultáneamente cuando las condiciones así lo ameriten, en especial en lo referente a la oferta de combustible, el precio y la disponibilidad de vías de acceso. El producto nacional se transporta vía terrestre desde Neiva hasta Puerto Asís y desde allí vía fluvial hasta Leticia (recorriendo los ríos Putumayo y el Amazonas); el combustible es almacenado y distribuido en la planta de abasto de ECOPETROL ubicada en Leticia. Actualmente se abastece con producto mixto.

Putumayo

Se abastece con producto nacional de las plantas de Neiva y Puerto Asís, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124019 de enero 30 de 2006. Sin embargo, en situaciones de orden público por las cuales atraviesa el departamento, se autoriza el suministro de combustibles desde la planta de Mulaló – Yumbo, tal y como ocurrió en el mes de marzo de 2006.

Nariño

Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124014 de enero 30 de 2006.

Chocó

Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124018 de enero 30 de 2006.

4.2 RECONVERSIÓN SOCIO LABORAL DE PIMPINEROS

En el 2004 se suscribió un convenio entre el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República - Fondo de Inversión para la paz DAPR - FIP, Fundación Catatumbo y ECOPETROL, por un valor de \$1.282.000.000, con el objeto de aunar esfuerzos institucionales dirigidos a ejecutar el programa de reconversión socio laboral, como alternativa para generar procesos de cambio en la población vulnerable dedicada a la distribución, transporte y venta ilícita de gasolina en la zona de frontera del departamento de Norte de Santander.

Cabe destacar que dentro del Programa de Reconversión, durante los meses de septiembre a noviembre de 2005, se capacitaron 420 pimpineros (340 en Cúcuta, 60 en Ocaña y 20 en Pamplona), de los cuales se graduaron 369.

Por otra parte, en noviembre de 2005 se suscribió un segundo convenio entre el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República - Fondo de Inversión para la paz DAPR - FIP, Cámara de Comercio de Cúcuta y ECOPETROL, por un valor de \$2.012.000.000, de los cuales se van a destinar \$1.795.000.000 para la segunda fase de reconversión en Norte de Santander y \$217.000.000 para realizar un diagnóstico de la población dedicada a la venta ilícita de combustibles en los Departamentos de La Guajira, Arauca, Vichada y Guainía.

4.3 ACCIONES DE CONTROL

- Se gestionó la suscripción de un convenio entre ECOPETROL, la DIAN y la Policía Fiscal y Aduanera, con el objeto de realizar labores destinadas a prevenir, reducir y/o erradicar la introducción ilícita de combustibles al país, su distribución y consumo ilegal. En este sentido, adicional a los operativos que realiza la Policía en estaciones de servicio, se han establecido puestos de control, algunos temporales y otros permanentes, en lugares claves por los cuales deben pasar los carrotanques en las rutas establecidas para cada departamento.

- Durante el 2005 y lo corrido del 2006 se han realizado jornadas de sensibilización con los diferentes actores de la cadena de distribución, mayoristas, minoristas y terceros. Así mismo, con autoridades de control, como gobernaciones y alcaldías en los municipios y departamentos zonas de frontera. También se ha capacitado al personal de la Policía Fiscal y Aduanera, DIAN, SIJIN y Fuerzas Militares sobre el esquema de abastecimiento en zona de fronteras frente a la normatividad vigente y a las responsabilidades de las estaciones al distribuir combustibles exentos de impuestos.
- Para ejercer mejor control sobre todo el combustible que se distribuye en los departamentos de Guajira, Norte de Santander, Vichada, Guainía y Amazonas, se implementó desde el mes de marzo de 2006 la remarcación del producto que se distribuye en esas zonas (con un marcador diferente al del interior del país). Se tiene previsto implementar todo el sistema de remarcación en todos los departamentos y municipios zona de frontera del país, para garantizar mejores controles y evitar desvíos.

4.4 ASPECTOS A DESARROLLAR

Buscando garantizar la mejor fuente de suministro de combustibles para cada departamento, se continuará trabajando en las mesas de trabajo conformadas por Colombia y Venezuela para la exportación de combustibles hacia Colombia a un precio competitivo que permita contrarrestar el contrabando.

El Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con ECOPETROL y otras entidades, continuará participando en el desarrollo de la estrategia de control al contrabando y desvío de combustibles, liderada por la DIAN.

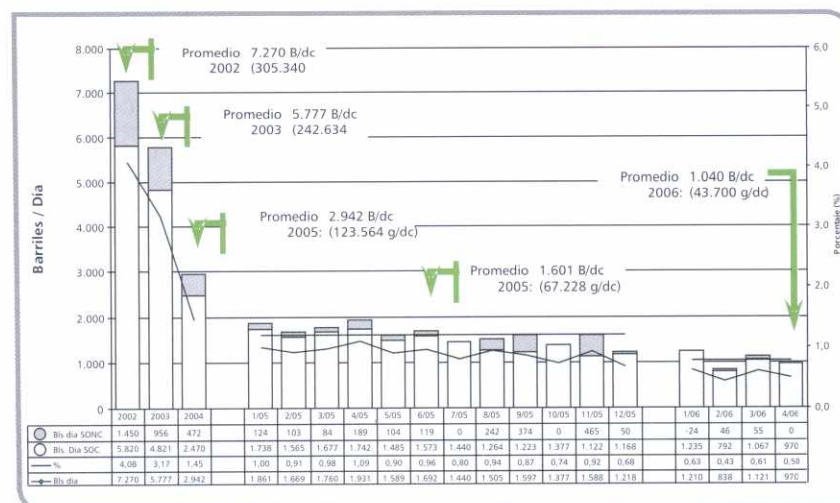
Se espera que en el segundo semestre del año 2006, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 4299 de 2005, se implemente el esquema de control con GPS de los carrotanques utilizados en zonas de frontera.

5. TRANSPORTE

El año 2005 permitió la consolidación de las metas definidas en materia de transporte, las cuales estaban orientadas a cuatro retos: maximizar la generación de valor, contar con personal calificado y comprometido, alcanzar la excelencia operacional y eliminar el hurto de combustibles.

Como resultado de la estrategia integral implementada se continuó reduciendo de manera importante el hurto de combustibles. Es así que los 1.601 barriles/día de pérdidas, promedio final 2005, significan una reducción del 45% frente al promedio de 2004, del 72% frente al 2003 y del 78% con respecto de 2002. De igual forma, los 1.040 barriles/día con corte al 30 de abril del año en curso, representan una reducción adicional del 35% en lo corrido del año. Esta evolución se presenta en el siguiente gráfico.

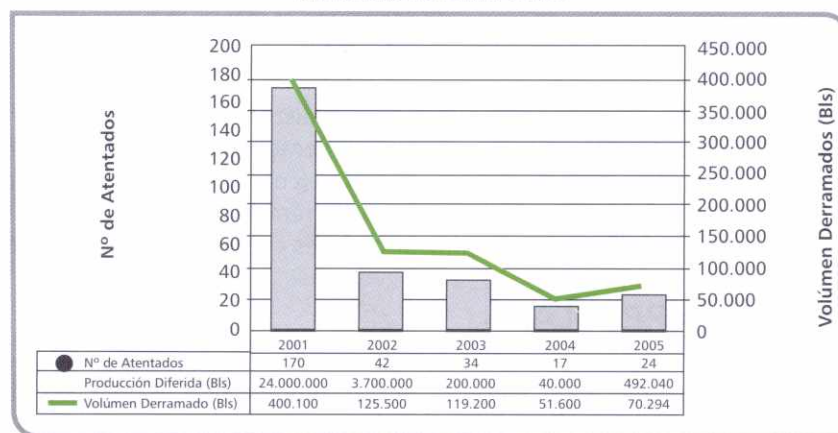
HURTO DE COMBUSTIBLES



Fuente Ecopetrol S.A

En cuanto a los atentados a oleoductos, en el 2005 se presentó un incremento frente a 2004, pero siguen siendo significativamente inferiores al promedio de los años recientes.

ATENTADOS 2001-2005



Para asegurar el compromiso con el logro de las metas del negocio, se definieron objetivos en relación con el control centralizado de la operación, mejora en el proceso de programación y en el factor de servicio con seguimiento periódico, lo que permitió ejecutar acciones de desarrollo en Colombia y el exterior por valor de \$1.400 millones, dirigidas a fortalecer competencias clave en procesos críticos del negocio como operación, mantenimiento, medición y HSE.

La anterior circunstancia fue un aspecto fundamental para el cumplimiento del 106% en los compromisos de transporte de crudo y refinados, con disminución en consumo de energía, quejas y reclamos de clientes y mejora en la oportunidad de las entregas.

Nº	SISTEMAS	ENE-DIC		
		REAL	META	GESTIÓN
CRUDOS		KBDC	KBDC	%
1	VASCONIA - CIB	125,1	119,5	105%
2	ARAGUANEY - PORVENIR	45,1	37,8	119%
3	APIAY - PORVENIR	67,6	63,8	106%
4	VASCONIA - VELASQUEZ 26	26,7	31,0	86%
5	COVEÑAS - CARTAGENA L18"	95,4	77,7	123%
6	AYACUCHO - GALAN L14"	30,8	29,8	103%
7	CAÑO LIMON - COVEÑAS ECOPEPETROL (TRANSF.)	53,3	53,2	100%
TOTAL CRUDOS		390,6	368,0	106,1%
REFINADOS		KBDC	KBDC	%
1	GALAN - SEBASTOPOL L12" Y L16"	131,8	131,1	100%
2	GALAN - LIZAMA	14,5	7,3	198%
3	CARTAGENA - BARANOA	12,8	11,0	116%
4	BUENAVENTURA - YUMBO	0,2	0,0	
5	GALAN - BUCARAMANGA (GLP)	1,1	2,1	52%
6	GALAN - SALGAR L8" (GLP)	17,0	15,3	111%
7	POZOS COLORADOS - GALAN (IMP)	0,0	0,0	
8	GALAN - AYACUCHO (EXCEDENTES)	2,0	2,7	74%
9	GALAN - COVEÑAS (EXCEDENTES)	0,0	0,0	
TOTAL REFINADOS		179,3	169,5	105,7%
TOTAL CRUDOS Y REFINADOS		569,8	537,6	106,0%

Fuente Ecopetrol S.A

Dentro del plan de optimización del negocio de transporte, durante 2005 se sumaron a la operación remota desde el Centro de Control Maestro de Operaciones en Bogotá, los sistemas Cartagena- Baranoa, Galan- Sebastopol - Salgar 12"y 16", Galán- Sebastopol – Salgar GLP, Gualanday - Neiva y las estaciones al paso Buga, Mulaló, y La Pintada.

Adicionalmente se desarrolló el alistamiento de 21 estaciones para la transferencia automática de tiquetes, la herramienta tecnológica para simulación de operaciones y entrenamiento en operaciones remotas para el personal, la ingeniería para el mejoramiento de la medición dinámica de hidrocarburos y la ingeniería conceptual del SCADA para los sistemas de oleoductos.

Por otra parte se destaca la habilitación del transporte de 5.000 BDC de nafta hasta castilla para ser utilizada como diluyente, hecho que aseguró la operatividad de la estación Monterrey y el proceso de transporte de crudo mezcla castilla para optimizar la evacuación de crudos pesados del llano, incrementando la capacidad de transporte en 43.000 BDC.

Dentro de las inversiones en materia de transporte, durante el 2005 se adelantaron 36 proyectos principalmente orientados al control de hurtos, mejoramiento de confiabilidad, seguridad industrial y optimización operativa. Durante el 2006 se invertirán alrededor de US\$66 millones orientados principalmente a mantener la confiabilidad del sistema de transporte.

Los resultados en disponibilidad global de planta e índice de mantenimiento proactivo superan la meta y contribuyen efectivamente al cumplimiento del pronóstico volumétrico. En la implementación del Modelo de Gestión de Integridad de Ductos se destacan las siguientes actividades:

- Estructuración y recopilación de la información preliminar requerida para la realización de la valoración de riesgos en los diferentes sistemas de transporte.
- Definición de las áreas de alta consecuencia y segmentación y recopilación de la información que constituye la línea base para todos los sistemas de la VIT.

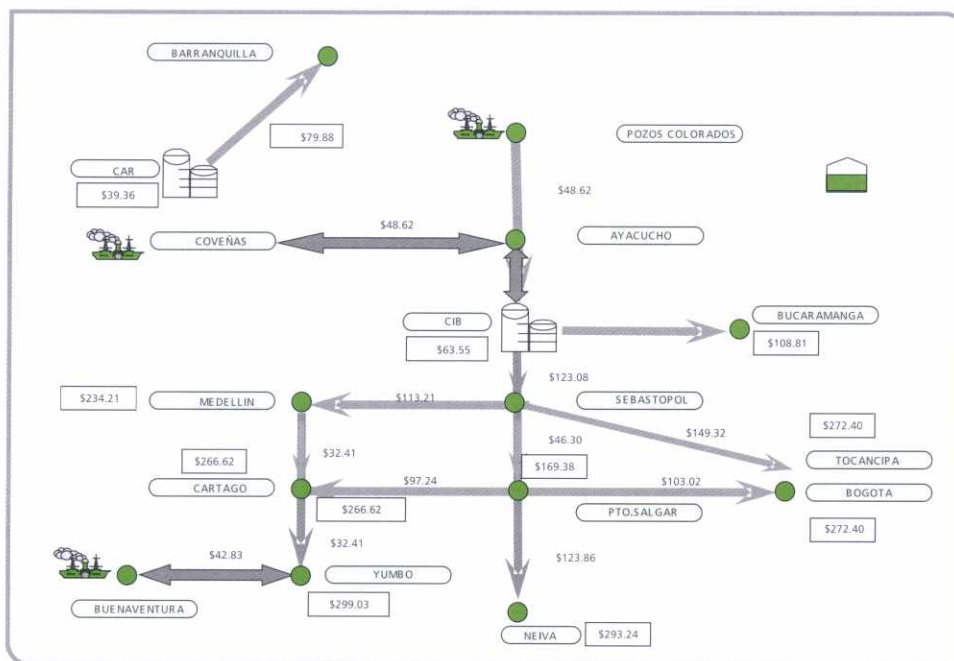
En materia de accidentalidad, no se han presentado accidentes incapacitantes en el trabajo de trabajadores directos desde julio de 2004 (20 meses). El índice de frecuencia acumulado de accidentalidad de contratistas a marzo de 2006 es de 7,57 frente a una meta de 6,22; el índice de frecuencia acumulado combinado es de 5,98 frente a una meta de 5,5. Para contratistas, en enero se presentaron 5 accidentes, en febrero 4 y en marzo 2. En lo corrido del año se han presentado dos incidentes ambientales de una meta de 10, con un volumen descargado de 22 BLS, sin afectación ambiental.

Se inició la ejecución de los contratos para el mantenimiento preventivo, mejorativo y correctivo de los Muelles Fluviales.

De otro lado se inició proceso de contratación para cubrir el 35% de las necesidades totales de transporte por carrotaques de ECOPELROL (aún no atendidas). Con lo anterior, sumado a Castilla y Nafta, ya cubiertas y que representan el 55%, se alcanzaría un cubrimiento de 90%. Se estima adjudicar este proceso el 30 de mayo de 2006.

A marzo del año en curso se han presentado 7 atentados al Oleoducto Caño Limón, ue representan 51.083 barriles de producción diferida, 552,83 horas de paro de bombeo, y 29.225 barriles derramados.

Por último, se continúa aplicando el cobro las tarifas por distancia a través del sistema de poliductos de ECOPELROL, según lo contemplado en el Artículo 12 de la Ley 681 de 2001. Este sistema busca consolidar un mercado eficiente y competitivo de distribución de combustibles que garantice su expansión, genere competencia entre los diferentes agentes de la cadena de abastecimiento y permita la adecuada prestación de este servicio público en el mediano y largo plazo.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

6. REFINACIÓN

Durante el 2005 el negocio de Refinación y Petroquímica de ECOPETROL continuó avanzando hacia el reto empresarial de posicionar a las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena en el primer cuartil de Latinoamérica, en el 2010.

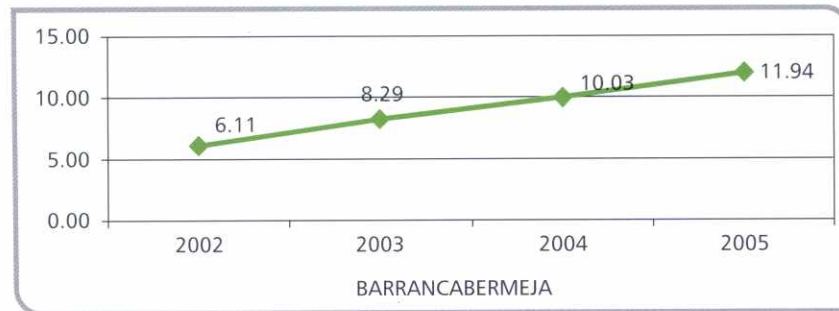
Así lo demuestran los resultados obtenidos en todos sus indicadores, destacándose especialmente los resultados de satisfacción del cliente, la continuidad en las mejoras de la confiabilidad operacional y la disminución en la frecuencia de accidentalidad.

PRINCIPALES INDICADORES - VRP					
INDICADOR	MEDIDA DEL INDICADOR	REAL 2005	REAL 2004	REAL 2003	REAL 2002
Margen Bruto	Dólares por barril	11.37	9.06	7.24	5.18
Beneficios en Caja del Programa de Optimización (acumulados incluido el retroactivo del 2002)	Millones de dólares por año	191	95	40	4
Entregas Perfectas - Poliductos y Botes	Porcentaje	95.4	92.9	89.1	81.3
Entregas Perfectas - Carrotanques	Porcentaje	92.9	87.5	80.7	67.9
Satisfacción Clientes VRP - Top Two Boxes (Encuesta)	Porcentaje	93	72.9	23	25
Cargas a refinerías	Miles de barriles por día	296.3	305.6	299.6	285.8
Cargas a Unidades de Cracking	Miles de barriles por día	110.5	107.6	108.3	101.3
Factor de utilización - FUR	Porcentaje	84.1	82.1	81.2	77.4
Costos Unitarios Operacionales Totales	Dólares por barril	3.81	3.19	3.20	3.39
Paradas no programadas	Días	348	567	1066	1706
Frecuencia	Accidentes / Millón H-H	4.4	8.3	14	15.2

Fuente: Ecopetrol S.A.

Durante el 2005 la Refinería de Barrancabermeja obtuvo el margen bruto más alto de la historia, a raíz del comportamiento favorable de los precios, la mayor cantidad de crudos pesados procesados y la gestión operacional.

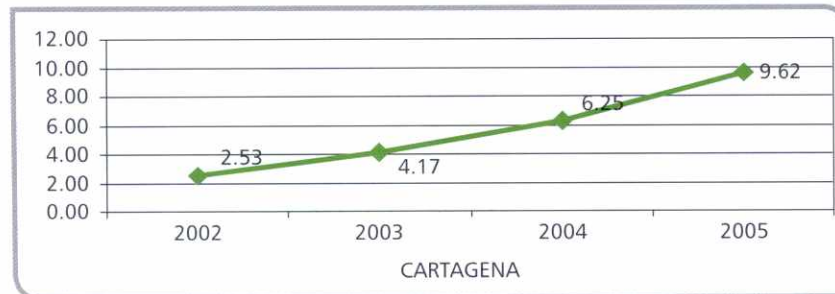
**MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN
DÓLARES POR BARRIL**



Fuente: Ecopetrol S.A.

Al igual que en la Refinería de Barrancabermeja, el margen bruto en la Refinería de Cartagena se vio favorecido por el alto diferencial de precios entre crudos y productos, la optimización de la dieta de crudos procesados y los mayores rendimientos de productos valiosos en las Unidades de Destilación Combinada y de Ruptura Catalítica.

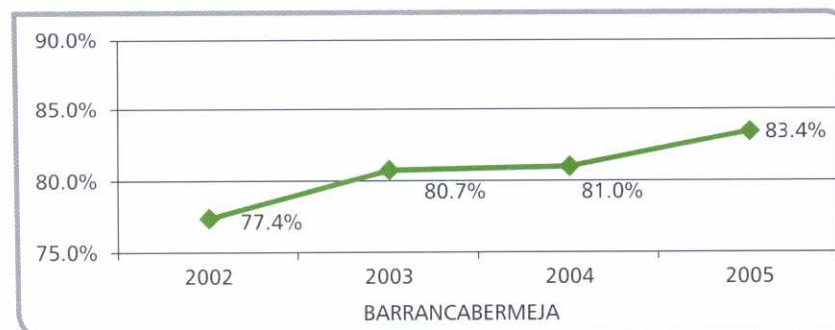
**MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN
DÓLARES POR BARRIL**



Fuente: Ecopetrol S.A.

En cuanto a la confiabilidad, durante el 2005 la refinería de Barrancabermeja presentó un alto factor de utilización, debido principalmente, a la mayor carga de cracking procesada, y a los menores días de paradas no programadas en el 2005.

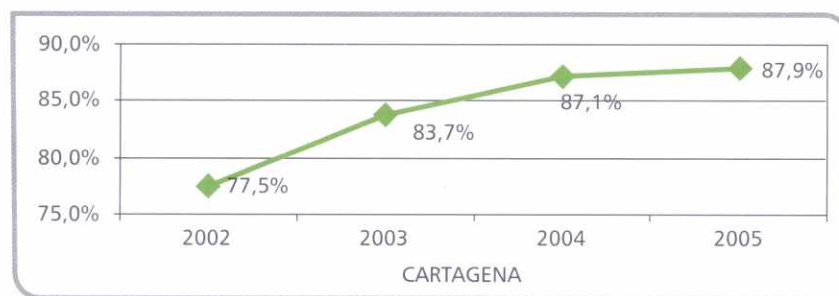
FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LAS REFINERIAS



Fuente: Ecopetrol S.A.

En la Refinería de Cartagena el factor de utilización se vio favorecido por la mayor carga procesada en la unidad de cracking, y por las mejoras realizadas en la planta de Viscosreductora.

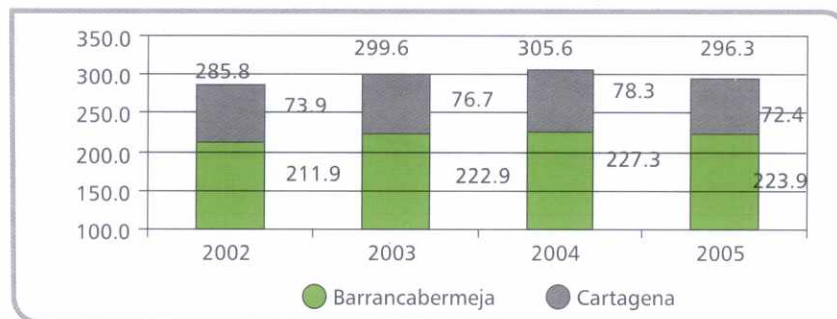
FACTOR DE UTILIZACION DE LAS REFINERIAS



Fuente: Ecopetrol S.A.

En cuanto a las cargas a las refinerías, en la de Barrancabermeja se cumplió con la meta propuesta para el 2005, que incluía las paradas por el proyecto de actualización de la U – 250 y la reparación de la unidad de Balance como las más importantes. Por otra parte, la Refinería de Cartagena también superó su meta del 2005 logrando 72,4 KBPD, manteniéndose el esquema de maximización de cargas a las unidades. No obstante la carga disminuyó con respecto al año anterior porque la unidad de crudo estuvo parada en cumplimiento del mantenimiento programado.

**CARGAS REFINERÍAS
(MILES DE BARRILES POR DÍA)**



Fuente: Ecopetrol S.A.

Las inversiones en refinación durante el 2005, ascendieron a US\$135,2 millones, las cuales se desagregaron así: i) oportunidades de negocio 39%, ii) operación 40% y iii) otros proyectos especiales tales como el de hidrotreatmento, proyectos de HSE y pagos a Shell 21%.

Durante el primer trimestre de 2006 el negocio de Refinación y Petroquímica de ECOPETROL presenta los siguientes resultados, destacándose el aseguramiento para el mejoramiento continuo, especialmente en los tres primeros indicadores de la tabla, correspondientes a la confiabilidad operacional, así como a la disminución en el índice de la frecuencia de accidentalidad. El margen neto de refinación se vio positivamente afectado principalmente por el diferencial de precios de los productos derivados del petróleo y mayor rendimiento en gasolina y destilados medios.

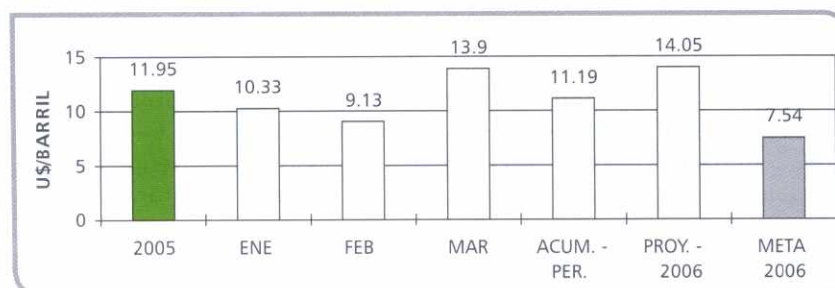
INDICADORES DE REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA- 1ER TRIMESTRE 2006

PRINCIPALES INDICADORES VRP-2006					
INDICADOR	MEDIDA DEL INDICADOR	REAL 2005	META 2006	ACUMULADO 1er TRIMESTRE 2006	PROYECCION 2006
Carga a Refinería	Miles de Barriles por Día	296.3	305.6	312.33	313.45
Paradas No programadas	Días Totales	348.1	215	105.49	191.25
Factor de Utilización	Porcentaje	84.1	86.7	86.04	86.7
Margen Bruto de Refinación	Dólares por Barril de Carga	11.37	7.89	10.57	13.48
Costos operacionales Totales	Dólares por Barril de Carga	3.88	4.01	3.67*	4.01
Beneficios en Caja Programa Optimización	Millones de dólares por año	191	211.02	186.98	259.95
Indice de Frecuencia(HSE) Total	No. de accidentes /millón HH	4.4	3.65	2.85	3.65
Incidentes Ambientales	Número Natural	25	19	5	5

Fuente: Ecopetrol S.A.

En cuanto al margen bruto de refinación, en la Refinería de Barrancabermeja, se obtuvo un margen superior al proyectado como consecuencia del comportamiento favorable de los precios, la mayor cantidad de crudos pesados procesados y la gestión operacional. Si continúa la tendencia en el margen diferencial de precios entre la materia prima y los productos, se proyecta un margen de US\$14,05 por barril de carga para el 2006.

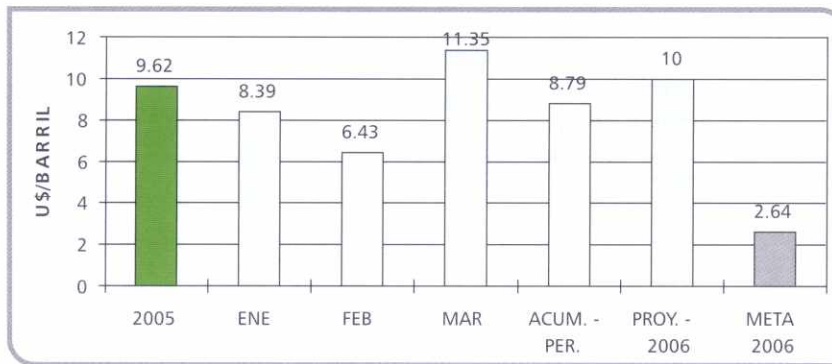
MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN BARRANCABERMEJA



Fuente: Ecopetrol S.A.

Al igual que en la Refinería de Barrancabermeja, en Cartagena el margen bruto se vio favorecido por el alto diferencial de precios entre crudos y productos, la optimización de la dieta de crudos procesados y los mayores rendimientos de gasolina en la unidad de ruptura catalítica. Si continúa la tendencia del margen diferencial de precios, se proyecta un margen de US\$10 por barril de carga para el 2006.

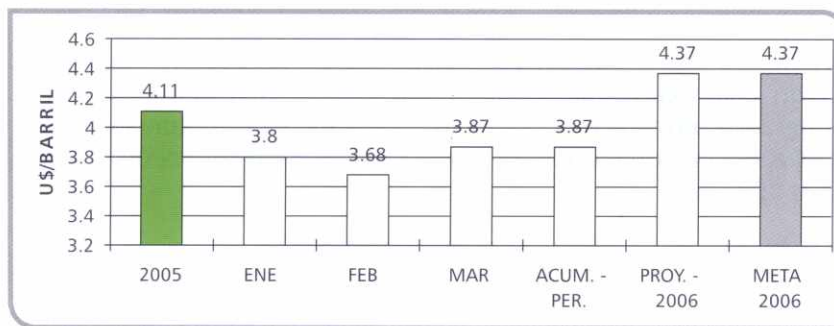
MARGEN BRUTO REFINACIÓN DE CARTAGENA



Fuente: Ecopetrol S.A.

De otro lado, el costo unitario operacional total acumulado del periodo enero-marzo de 2006 en la Refinería de Barrancabermeja se redujo con respecto al año anterior y está afectado por la menor ejecución de los gastos en materiales de proceso, y servicios de mantenimiento contratados, con respecto a lo presupuestado para el trimestre. También la mayor carga procesada en el periodo enero-marzo correspondiente a 232,4 KBD diarios contra 223,9 KBD de 2005, contribuyó positivamente a la reducción del indicador.

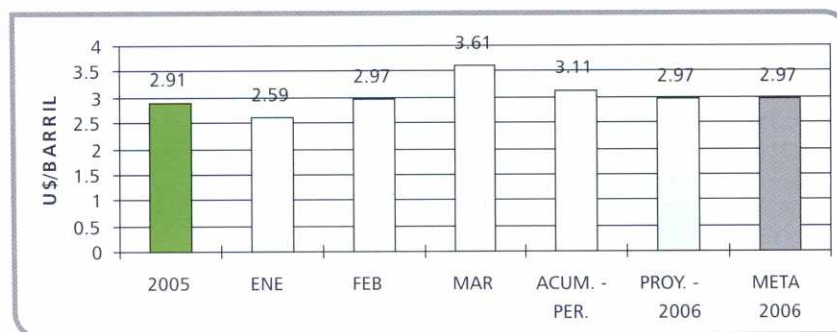
COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES- BARRANCABERMEJA



Fuente: Ecopetrol S.A

En la Refinería de Cartagena el costo unitario operacional total acumulado del periodo enero-marzo de 2006 aumentó con respecto al año anterior, debido a los mayores gastos (+) 18,25%, especialmente de personal, servicio de energía eléctrica y en consumo de combustibles requeridos para operar. Se presenta baja ejecución principalmente en los servicios contratados, pues se programaron pagos en el trimestre que no se ejecutaron.

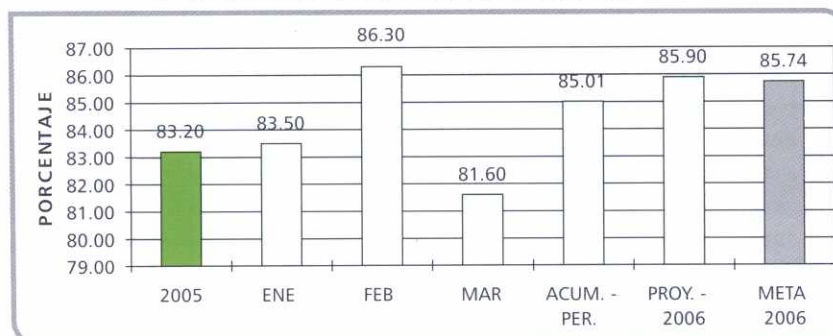
COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES TOTALES- CARTAGENA



Fuente: Ecopetrol S.A

De otra parte, el mejor índice de utilización de la Refinería de Barrancabermeja se debe principalmente a la mayor carga procesada durante el periodo enero-marzo de 2006, a pesar de un mayor número de días de parada no programada con respecto al programa de 2006.

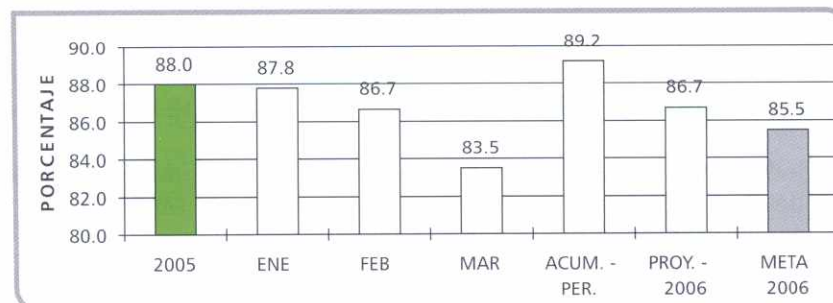
FACTOR DE UTILIZACIÓN-BARRANCABERMEJA



Fuente: Ecopetrol S.A

En la Refinería de Cartagena el indicador de factor de utilización se vio favorecido por la mayor carga a la unidad de destilación combinada (79,36 contra 78,0 KBD) y al menor número de días de parada no programada, respecto al programa de 2006 para el periodo.

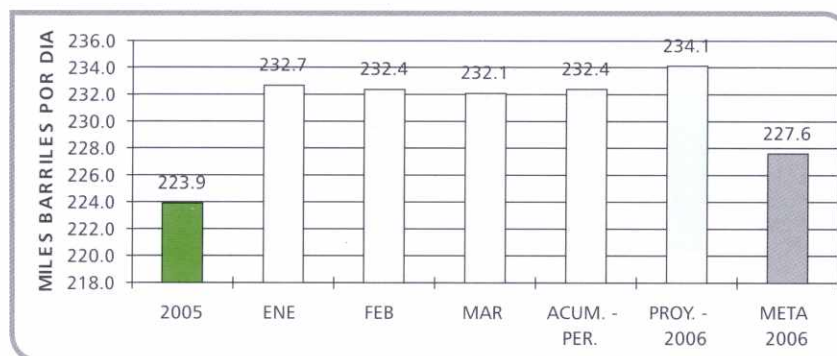
FACTOR DE UTILIZACION-CARTAGENA



Fuente: Ecopetrol S.A

En cuanto a las cargas a la Refinería de Barrancabermeja se tiene un cumplimiento de 100,1% debido fundamentalmente a la confiabilidad operacional y el buen desempeño de las unidades de destilación de crudo. Se trabaja en el aseguramiento de cargas con crudos Cusiana y Caño Limón y el aseguramiento de la calidad de los crudos del área de influencia de Barrancabermeja.

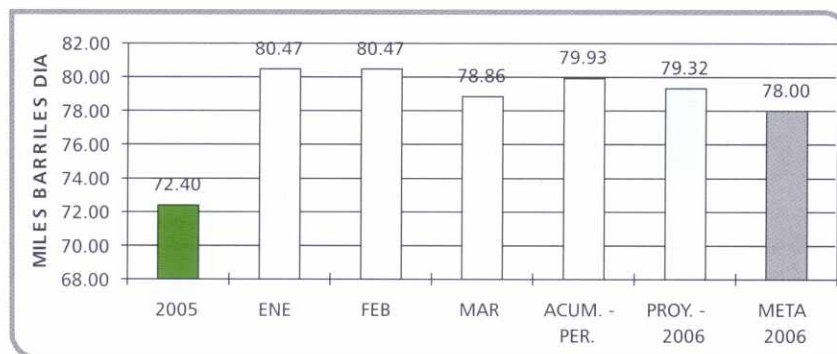
CARGA A REFINERIAS-BARRANCABERMEJA



Fuente: Ecopetrol S.A

Finalmente, en la Refinería de Cartagena se obtuvo un cumplimiento de 102,47% con respecto al programa para el periodo enero-marzo de 2006, debido a la confiabilidad operacional de la unidad de destilación combinada. Se trabaja en las acciones de compra de crudos importados, con el objetivo de liberar crudos nacionales para la Refinería de Barrancabermeja y optimizar así la operación de ambos centros de refinación.

CARGA A REFINERIAS-CARTAGENA



Fuente: Ecopetrol S.A

6.1 PRINCIPALES PROYECTOS DE REFINACIÓN DEL PAÍS

Dentro de los principales proyectos en materia de refinación destacamos los siguientes:

6.1.1 PROYECTO PLAN MAESTRO DE DESARROLLO REFINERÍA DE CARTAGENA - PMD

Con la emisión del documento CONPES 3336 de febrero de 2005, se modificó la estrategia definida en el CONPES 3312 del 4 de octubre de 2004 para el Proyecto PLAN MAESTRO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA - PMD, para adelantar en primera instancia un proceso de vinculación de inversionistas, en el cual puedan presentar propuestas que impliquen cambios en la configuración actual, si lo consideran conveniente.

En marzo de 2005 se presentó a la Junta Directiva la estructura financiera propuesta, la cual fue comentada y aprobada finalmente en julio 29 de 2005.

En paralelo se realizó la FASE II del proceso de precalificación de firmas para el Contrato EPC, en el cual se nivelaron y evaluaron las propuestas técnicas. Como resultado de esta fase quedaron precalificadas 2 ofertas de las firmas ODEBRETCH y la Unión Temporal SK Engineering & Construction - Técnicas Reunidas - Termotecnica Coindustrial.

Finalmente en noviembre de 2005 se inició el proceso de precalificación ECP-PREC-001-2005 de posibles inversionistas privados que acepten la estructura financiera planteada, con la apertura de un proceso público, el cual estaba programado para finalizar en febrero de 2006.

Luego del cierre de éste proceso de precalificación, mediante el cual se seleccionaron las Compañías "Glencore Internacional AG", "Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras", "Marubeni Corporation" y "BP Corporation North America Inc.", y autorizados por la Presidencia de ECOPETROL, el 2 de marzo de 2006 se abrió la Solicitud de Ofertas Cerrada No. ECP-SOC-001-2006, para la búsqueda de un socio por parte de ECOPETROL para vincularlo al desarrollo del Proyecto de Ampliación y Modernización de la Refinería de Cartagena.

Se avanza en el cronograma previsto en los Términos de Referencia el cual contempló para el 21 de marzo la apertura del Cuarto de Datos, y las Visitas a la Refinería de Cartagena, entre el 22 y el 29 de marzo.

Se tiene previsto realizar la Audiencia de Adjudicación a finales de junio del presente año.

6.1.2 PROYECTO HIDROTRATAMIENTO DE COMBUSTIBLES REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

En el 2005 se realizó una revisión del presupuesto conjuntamente con un Front End Loading (FEL) y con esta entrada se efectuó un proceso de solicitud de oferta cerrada, del cual sólo se recibió una oferta con una alta desviación en relación con el presupuesto y varios condicionamientos, lo que llevó a declarar desierto el proceso de contratación.

La Dirección de Operaciones de ECOPETROL conformó a inicios de 2006 un grupo interdisciplinario para definir una nueva estrategia de contratación del proyecto y lograr su adjudicación. La Empresa tramitó la solicitud de vigencias fiscales futuras al inicio del año y obtuvo las aprobaciones de los entes gubernamentales correspondientes.

De acuerdo con la nueva estrategia de contratación definida, se realizó un análisis de mercado para conocer el interés de firmas a nivel mundial, para participar en los cuatro procesos de selección que se definieron.

En este sentido, ECOPETROL determinó 4 firmas que cumplieron los requisitos para participar en el Project Management Consultant (PMC) del proyecto y 15 firmas que cumplieron los requisitos exigidos para participar en alguno de los otros tres procesos: la Construcción (C) del In Side Battery Limit (ISBL); la Ingeniería de Detalle, Compras y Construcción (EPC) del Off Side Battery Limit – OSBL, y la Ingeniería de Detalle, Compras y Construcción (EPC) de la infraestructura (adecuación y limpieza de terrenos).

En la actualidad se está en el proceso de selección del Project Management Consultant (PMC) que se encargará de Gerenciar el Proyecto, realizar la ingeniería de detalle y gestión de compras del In Site Battery Limit (ISBL) de la planta y realizar la interventoría de los contratos de construcción. Para este fin se han desarrollado reuniones con los proponentes para adecuar los Términos de Referencia a estándares internacionales, con el objeto de aumentar la probabilidad de participación de los mismos.

Paralelamente, ECOPETROL ha iniciado la preparación de Pliegos para seleccionar los constructores del Off side, del In side y de la infraestructura de la planta.

6.1.3 PROYECTO OPTIMIZACIÓN DEL NEGOCIO DE REFINACIÓN

Durante el 2005, el quinto año de los seis establecidos, el Proyecto de Optimización alcanzó un total de US\$190,9 millones por año en el indicador de beneficios en caja, evaluados bajo la metodología oficial acordada para el programa, de los cuales US\$98,93 millones fueron generados en el 2005.

La implementación de las Propuestas para Mejoramiento (PFI) de todo el programa alcanzó un avance físico acumulado de 89,9% vs 75,1%.

El 2006, es el sexto y último año del Proyecto de Optimización de las Refinerías contratado con la firma Shell Global Solutions. Para el periodo con corte a marzo 30 de 2006 se alcanzó un total de US\$186,98 millones por año en el indicador de beneficios en caja, evaluados bajo la metodología oficial acordada para el programa. Se proyecta para el final del año un total de beneficios en caja de US\$259,95 millones, como resultado de la implementación de las PFI en curso.

6.1.4 PROYECTO VENTA DE PROPILENO GRADO REFINERÍA

En diciembre de 2005 se adjudicó y se suscribió el contrato para la unidad separadora de propileno grado refinería en la Refinería de Cartagena. Actualmente este contrato tiene un avance del 12,7%, con aprobación de los documentos de ingeniería requeridos para la gestión de compra de las bombas y la torre separadora, la definición de la ingeniería básica del sistema de entrega de propileno y recibo de propano, incluyendo sistemas de medición para transferencia de custodia. Durante el trimestre se elaboró la solicitud de vigencias fiscales futuras para el almacenamiento de propileno. Las ventas de propileno a Propilco están programadas para iniciarse en julio de 2007 desde la Refinería de Cartagena.

Se terminó la ingeniería básica del proyecto en Barrancabermeja y se obtuvo aprobación para continuar ejecución del proyecto. Actualmente se elabora solicitud de vigencias fiscales futuras con el objetivo de iniciar un proceso de contratación que incluye ingeniería, compras y construcción para la ejecución total del proyecto, el cual se prevé concluir en diciembre de 2007. Las ventas de propileno grado refinería desde Barrancabermeja están previstas para iniciarse en octubre de 2007.

7. SUMINISTRO Y MERCADEO

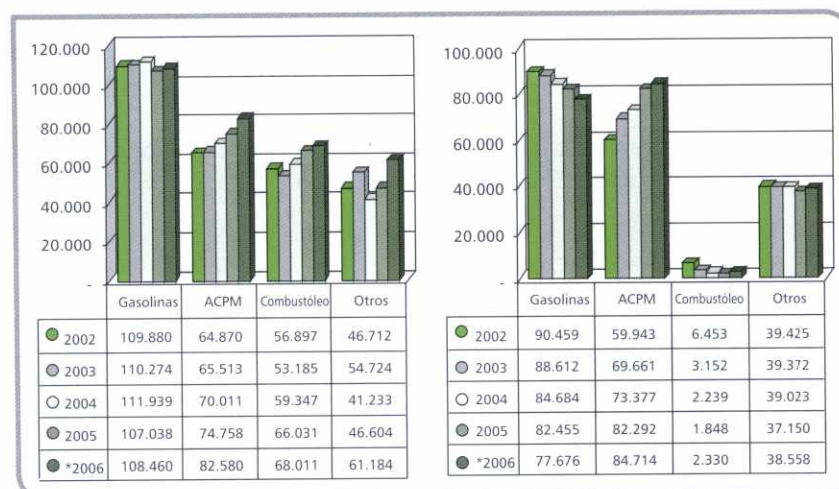
7.1 CONSUMO INTERNO

Durante el 2005, las ventas nacionales superaron la meta presupuestada y los ingresos recibidos durante 2004, básicamente porque aumentó el consumo de combustibles, reflejado en mayores demandas de ACPM y de GNV. Estos ingresos sumaron \$8,2 billones, sin incluir transporte y manejo, de los cuales el 93% corresponde a combustibles y el 7% a productos petroquímicos e industriales.

Los ingresos por comercialización nacional de productos durante el 2005 ascendieron a \$2.226 millardos, sin incluir transporte, manejo ni gas natural.

Las ventas de gasolina regular durante el primer trimestre de 2006 fueron de 72,15 KBDC, lo cual representó una disminución de 5% respecto al promedio del 2005. En el mismo periodo, el ACPM alcanzó un nivel de ventas de 84,70 KBDC, superior en 2,8% con respecto a las ventas promedio del 2005.

Las siguientes gráficas presentan las cifras de producción y ventas de derivados durante los últimos 5 años y con corte al 31 de marzo de 2006:



Fuente: Ecopetrol S.A.

De otro lado, se continúa trabajando en la formalización de la relación comercial con los clientes, tanto de combustibles líquidos como de productos petroquímicos, a partir de contratos de mediano plazo.

Las condiciones de estabilidad operacional en las plantas de aromáticos, bases lubricantes y parafinas, le han permitido a ECOPETROL participar en el mercado Andino y del Caribe, mediante exportaciones puntuales de excedentes de estos productos.

La venta de fuel oil y crudos pesados como bases para la preparación de Ifos, ha respondido a la creciente demanda de combustibles marinos, dado el incremento en los volúmenes de carga que hoy se está moviendo en los puertos colombianos y las nuevas rutas de cruceros que visitan el país.

7.2 COMERCIO EXTERIOR

La gestión realizada en el área de suministro y mercadeo y los altos precios internacionales (WTI a US\$56,56 por barril promedio 2005) permitieron que ECOPETROL obtuviera un resultado positivo en su balanza comercial al alcanzar los US\$2.454 millones, 22,5% superior a lo obtenido en 2004 y 56,5% mayor que en el 2003.

Los ingresos por exportaciones superaron en 33,7% los obtenidos durante 2004 y en 70,7% los de 2003. En volumen, a pesar del incremento de las exportaciones de crudo desde 70,2 KBD hasta 78 KBD, se presentó una ligera disminución en los registros totales, al pasar de 171,6 KBD en 2004 a 169,4 KBD en 2005, debido al menor volumen exportado de productos refinados limpios, que bajó a 32,5 KBD en 2005 frente a 40,5 KBD de 2004.

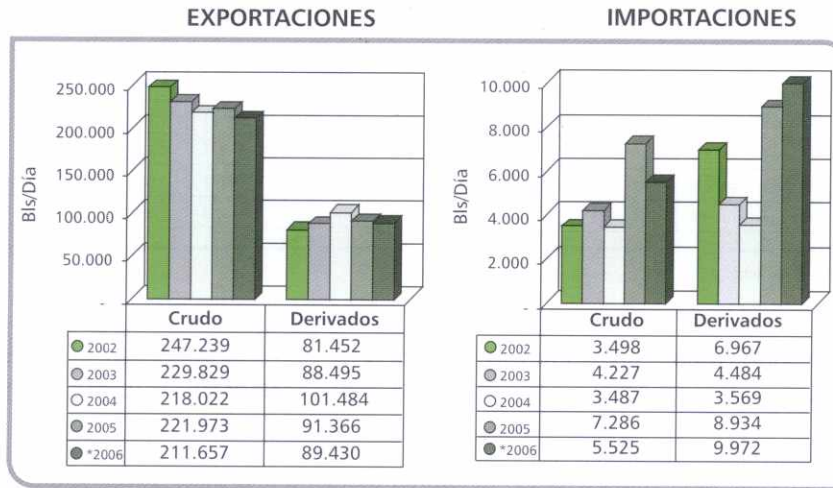
Las importaciones se triplicaron con respecto al 2004, al pasar de US\$8,8 millones a US\$30,7 millones en 2005, principalmente por el aumento en las compras externas de diesel.

Durante lo corrido del 2006, dados los altos precios del petróleo que se continúan presentando, (WTI promedio US\$63,5 por barril en promedio para el primer trimestre del año), han permitido incrementar la balanza comarcal, que superó en US\$97 millones el valor presupuestado para el periodo.

El volumen exportado de crudo fue de 3 MB por debajo del valor presupuestado, como consecuencia de las menores compras de crudo nacional en relación con el valor estimado. Las importaciones de productos han tenido un comportamiento similar a los valores presupuestados.

En relación con los productos petroquímicos, se desarrolló un sistema de venta de polietileno mediante contrato, mientras que las ventas de asfalto 60/70 se duplicaron como consecuencia de las mejoras en la planta de la Refinería de Apiay.

En las siguientes gráficas se muestran las cifras de exportaciones e importaciones de crudo y sus derivados durante los últimos 5 años y con corte al 31 de marzo del 2006:



Fuente: Ecopetrol S.A.

7.3 OTROS RESULTADOS

- El volumen de las exportaciones a países diferentes de Estados Unidos se mantuvo por encima del 40%. Esta cifra es reflejo de la estrategia de alcanzar nuevos mercados en Suramérica, Centroamérica y el Caribe.
- El volumen de las exportaciones vendido a usuarios finales continúa en aumento: de 40% en 2003 se pasó a 56% en 2004 y a 58% en 2005, indicando un menor volumen negociado con las compañías traders o intermediarios.
- Se realizaron las gestiones necesarias para abastecer de combustible el mercado nacional durante los períodos de mantenimiento de las unidades de proceso en la Refinería.
- Se obtuvo la Certificación ISO 9000 versión 2000 por parte de BVQI para todos los procesos de la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo.

8. TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES

8.1 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Durante el período legislativo 2004-2005, se continuó con la política de determinación de los precios internos de la gasolina motor corriente y ACPM con base en los costos de oportunidad, con el fin de dar señales apropiadas a los usuarios y a los agentes de la cadena de distribución, respecto al costo real y de oportunidad de producción y comercialización de dichos combustibles, en la búsqueda de promoción de la expansión de infraestructura de la producción, venta y comercialización de dichos bienes.

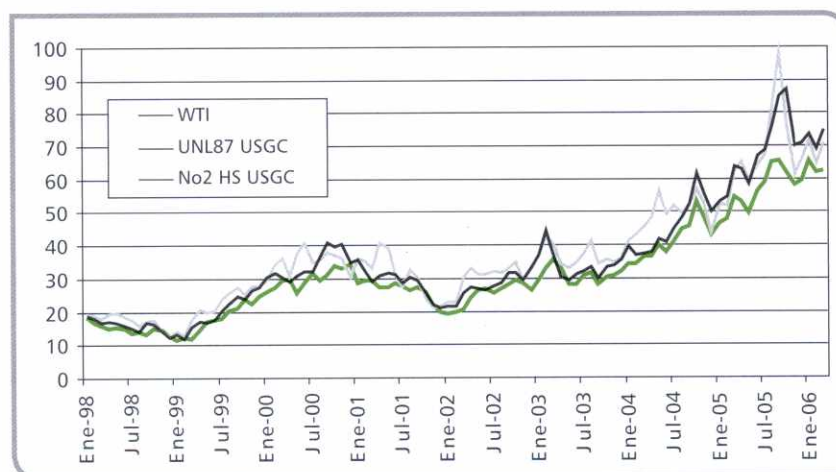
No obstante lo anterior, la coyuntura internacional de precios del petróleo de los últimos meses ha situado al petróleo de referencia WTI por encima de los US\$50 por barril y a los combustibles líquidos derivados de este, en niveles superiores a los US\$70 por barril en los mercados de referencia, como lo es el del Golfo de México.

WTI HISTÓRICO A ABR. DE 2006



Fuente: Ecopetrol S.A.

CRUDO Y REFINADOS (US\$/BL)



Fuente: Ecopetrol S.A.

El trasladar la totalidad de las variaciones internacionales de los precios de los combustibles al precio doméstico resultaría inviable en las actuales condiciones económicas y sociales del país, ya que se requeriría aumentar de manera instantánea en al menos 50% el precio nacional vigente para el mes de mayo, para la gasolina motor corriente. Por ello, este Gobierno desde sus inicios tomó la decisión de fijar los precios nacionales de la gasolina motor corriente a partir del precio esperado de largo plazo del petróleo WTI con referencia a la Costa del Golfo de México, el cual tiene como su última proyección US\$ 48,45 por barril y así eliminar en gran medida la gran volatilidad que en la actualidad tienen los precios de conyuntura en el mercado mundial.

PRECIOS DEL WTI EN LA POLÍTICA DE DESMONTE DE SUBSIDIOS



Fuente: Ecopetrol S.A.

Adicionalmente, es importante señalar que este precio corresponde al promedio de las proyecciones de los expertos internacionales para los próximos cinco años, y la misma se ajusta cada vez que las percepciones sobre el mercado internacional del crudo se modifican. El Gobierno Nacional decidió trasladar las fechas de desmonte de los subsidios hasta finales de 2007, con el fin de mitigar el impacto sobre los consumidores finales. Es importante recordar que las fechas inicialmente señaladas al respecto eran diciembre de 2005 para la gasolina motor corriente y diciembre de 2006 para el ACPM.

El anterior precio es adicionado con un margen de refinación de US\$2,5 por barril para determinar un precio internacional de los mencionados combustibles de mediano plazo de US\$50,95 por barril en la Costa del Golfo de México. A partir de allí y tal como se señaló anteriormente, se calcula la paridad de importación. Una vez alcanzados los precios de referencia de largo plazo en la Costa del Golfo, los precios fluctuarán de acuerdo con los indicadores internacionales y el comportamiento de la tasa de cambio.

Es importante anotar que a primero de junio de 2006 el precio de referencia en la Costa del Golfo para la gasolina corriente es de US\$38,78 por barril, que corresponde al 76,1% del precio establecido como referencia. En el caso del ACPM, el precio de referencia del mismo en la Costa del Golfo corresponde a US\$31,64 por barril, que es equivalente a un 62,1% del precio de referencia señalado para el efecto.

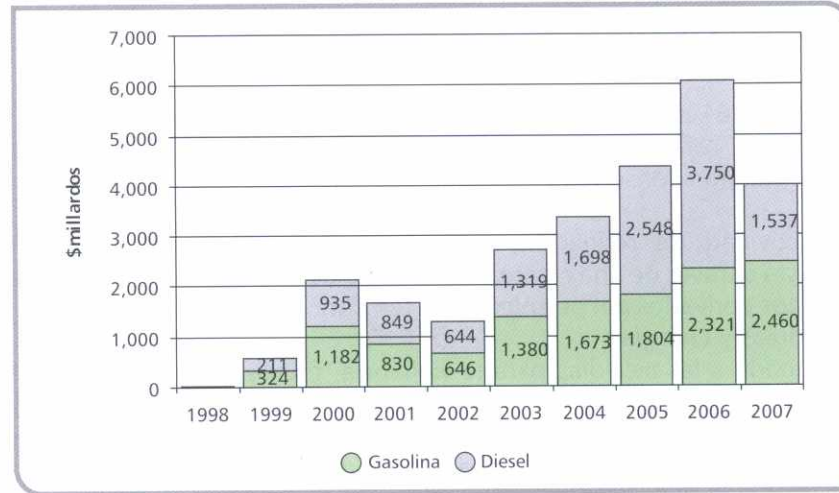
De otra parte, y no obstante las medidas tomadas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, en el país hoy se están disminuyendo las reservas de hidrocarburos y se corre el riesgo de perder en el mediano plazo la doble condición de autosuficiente y exportador de hidrocarburos. Paralelo a esto, la demanda de ACPM ha venido presentando un alto crecimiento con respecto a todos los pronósticos de venta y por encima de la capacidad de producción de las Refinerías Nacionales. Esta situación ha obligado a ECOPETROL a importar grandes volúmenes de diesel a precios internacionales para suplir la demanda adicional de este producto, asumiendo el diferencial de precios debido al alto costo de los combustibles importados.

De no encontrar más yacimientos importantes de hidrocarburos, se crearía una situación de insostenibilidad para la Nación en el mediano y largo plazo, teniendo en cuenta las actuales condiciones macroeconómicas y fiscales.

Los ingresos recibidos por ECOPETROL por la venta de combustibles, así como por el Estado por los impuestos (IVA e impuesto Global) y los entes territoriales (vía sobretasa), son usados para inversión social en los sectores de educación, saneamiento básico, infraestructura y seguridad. Estos recursos son indispensables y vitales para la economía del país y por ello resulta altamente conveniente seguir utilizando una política de internacionalización de precios para un recurso natural no renovable y que además es escaso. Esta es una política coherente que garantiza que los subsidios se destinen a los sectores que generen una mayor rentabilidad social, y no a quienes consumen combustible en forma directa o tangencialmente en forma indirecta, que son una fracción reducida de la población Colombiana.

La cuantificación de los subsidios desde 1998 se muestra a continuación.

SUBSIDIOS A LA GASOLINA Y EL DIESEL



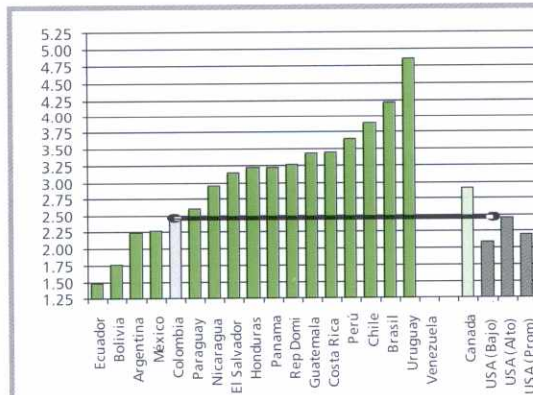
SUBSIDIOS A LA GASOLINA, ACPM, ACEM y GLP

AÑO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006(p)	2007(p)
SUBS TOTAL (\$millardos)	24.9	619	2,433	1,992	1,458	2,951	3,731	4,754	6,571	4,329
Acum desde 1998 (\$billones)	0.02	0.7	3.1	5.1	6.6	9.5	13.3	18.0	24.6	28.9

Fuente: Ecopetrol S.A

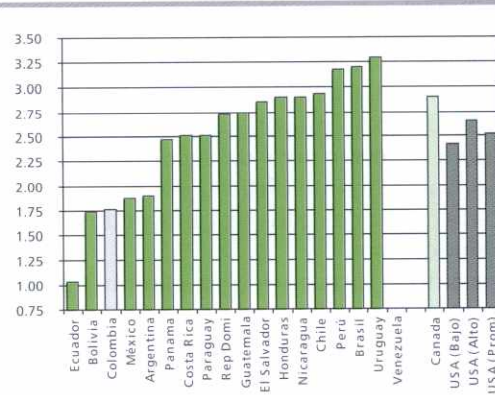
No obstante lo anterior, es bueno señalar que Colombia posee la quinta gasolina más económica dentro de una veintena de países del continente, por encima sólo de países con grandes reservas de hidrocarburos que además son grandes exportadores como Venezuela, Ecuador, Argentina y México. Poseemos además el tercer diesel más económico del continente, por encima sólo de Venezuela y Ecuador, los cuales cuentan con reservas de hidrocarburos suficientes que les permiten mantener altos niveles de subsidios; en los dos casos anteriores, Colombia está por debajo de todos los países no productores de hidrocarburos.

GASOLINA MOTOR (US\$/GLN) NOV/05



Precios Actualizados a Nov de 2005.
 Venezuela tiene precios altamente subsidiados:
 Gasolina = US\$0.12/Gln y Diesel US\$0.11/Gln
 Fuente: Prensa, petroleras, gremios del petróleo,
 agencias del estado de los países evaluados.
 USA= EIA

DIESEL (US\$/GLN) NOV/05



GASOLINA: 5^{to} de 20 Países
 DIESEL: 3^{er} de 20 Países

Fuente: Ecopetrol S.A

Es importante señalar que los precios en países como Venezuela son dirigidos a los nacionales y no a extranjeros. En los casos en que Colombia requiera provisión de dichos países, los precios de venta de los combustibles son netamente los de referencia internacional y sin ningún tipo de subsidio.

8.2 DECRETO 4299 DE 2005

Reglamentario del Artículo 61 de la Ley 812 de 2003, establece los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio, aplicables al refinador, importador, almacenador, distribuidor mayorista, transportador, distribuidor minorista y al gran consumidor, los cuales se resumen a continuación:

- Para ejercer la actividad de refinación, importación, almacenamiento, distribuidor mayorista, distribuidor minorista a través de una estación de servicio de aviación y marítima y gran consumidor de combustibles líquidos derivados del petróleo en el territorio colombiano se requiere una autorización del Ministerio de Minas y Energía.
- La delegación otorgada a las alcaldías para la vigilancia, fiscalización y conocer de las infracciones, consagrada en la Resolución 82588 de 1994 se mantiene vigente y en tal sentido para ejercer la actividad de distribuidor minorista a través de una estación de servicio automotriz y fluvial en el territorio colombiano, se requiere una autorización de la respectiva alcaldía.
- A través de un certificado de conformidad emitido por un organismo de inspección debidamente acreditado ante la Superintendencia de Industria y Comercio, se evaluará directamente el cumplimiento de los requisitos técnicos señalados en los respectivos reglamentos técnicos determinados para las plantas de abastecimiento, las instalaciones de los grandes consumidores y las estaciones de servicio automotriz, fluvial, marítima y de aviación.
- Los combustibles líquidos derivados del petróleo que se importen al territorio nacional, deberán contar con un certificado de conformidad expedido por un organismo de inspección acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos de calidad establecidos en la normatividad aplicable. Dicho certificado deberá ser presentado por el importador, ante la DIAN, como documento soporte de la Declaración de Importación del producto.
- Se establece como requisito para iniciar operaciones como distribuidor mayorista, contar como mínimo con una planta de abastecimiento con una capacidad de almacenamiento de 780.000 galones, el cual es el equivalente del 30% del volumen de ventas de 2.600.000 galones.
- El distribuidor mayorista deberá demostrar que en la planta de abastecimiento que tiene a su cargo ha celebrado contratos de suministro de combustibles derivados del petróleo con distribuidores mayoristas, distribuidores minoristas o grandes consumidores por volúmenes superiores a 2.600.000 galones al mes.
- Desaparecen las estaciones de servicio automotriz sin bandera, es decir, todas las estaciones de servicio automotriz deberán exhibir la marca comercial del distribuidor mayorista que les abastece el combustible. En tal sentido, se señala la prohibición de adquirir combustible simultáneamente de dos o más distribuidores mayoristas.
- Se incluyó a las estaciones de servicio (automotriz, fluvial, aviación y marítima) y al comercializador industrial, como agente distribuidor minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo, dado el hecho de que todos ellos distribuyen los combustibles líquidos derivados del petróleo directamente al consumidor final.
- Se reglamentó la distribución de combustibles a través de carrotanques, y en tal sentido se le definió como un agente distribuidor minorista que actúa como comercializador industrial, el cual suministra combustibles al sector comercial, industrial y/o de servicios (que no clasifique como gran consumidor), es decir que no consuma más de 10.000 galones al mes y que no se pueda proveer directamente de la estación de servicio.
- Se estableció la obligación del agente gran consumidor (que consume más de 10.000 galones al mes de combustibles) de contar con unas instalaciones que reúnan unas condiciones mínimas de seguridad a fin de que sean autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía, para el recibo de combustibles para su propio consumo.
- Se fijó una fórmula tarifaria para determinar el margen del distribuidor mayorista de combustibles a fin de obligar dicho agente a dar cumplimiento a la capacidad mínima de almacenamiento exigida en el mencionado decreto, so pena de verse afectado su margen mayorista.

- Se tipificaron las conductas sujetas a la aplicación del régimen sancionatorio general.
- Se reglamentó el formato y los agentes autorizados para el suministro de la guía única de transporte y en tal sentido se derogaron los Decretos 300 y 2113 de 1993.

Es claro que la intervención que se realiza a través del Decreto 4299 de 2005 responde a la necesidad de verificar el funcionamiento correcto de la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, considerando que según el Artículo 212 del Código de Petróleos la actividad de distribución del petróleo y sus derivados constituyen un servicio público, razón por la cual quienes la ejecutan deberán hacerlo conforme a los reglamentos que dicte el Gobierno en guarda de los intereses generales.

Consciente que el manejo de la distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo es una actividad que implica grandes riesgos y, consecuentemente, que requiere una especial intervención estatal a través de la regulación para prevenir los riesgos derivados de esta actividad tales como: ambientales, de seguridad, de erradicación de actividades ilícitas como el contrabando, de ausencia de controles, de afectación de la calidad de los bienes a distribuir al público, entre otros, el Gobierno Nacional optó por establecer una calificación más estricta respecto de la distribución y almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, fundamentado en las normas constitucionales citadas en los considerandos del Decreto.

Lo anterior garantiza que quienes entren en el mercado de distribución y almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, lo hagan en condiciones que permitan una competencia sana, con la seguridad de que ello beneficiará al consumidor final al garantizar un producto de mejores calidades y condiciones, conociendo de antemano quién es su distribuidor.

Lo pretende el nuevo Decreto es contar con unos agentes fuertes y consolidados que generen valor a la cadena de distribución de los combustibles y mejoren la prestación del servicio público. En tal sentido se señalaron reglas claras que permitan la competencia en igualdad de condiciones para todos los actores, que finalmente se constituyen en elementos de protección del Estado a los diferentes agentes que ejercen su actividad bajo el estricto cumplimiento de las normas legales definidas para el efecto.

8.3 REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES POR POLIDUCTO (ARTÍCULO 13 DE LA LEY 681 DE 2001)

A través del Artículo 13 de la Ley 681 de 2001 se declaró de acceso abierto a terceros el sistema de transporte de poliductos de propiedad de ECOPETROL. Adicionalmente, el mismo Artículo estableció la obligación del Gobierno Nacional de reglamentarlo con base en el principio de no discriminación.

En concordancia con lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía ha venido trabajando en el proyecto de decreto "por el cual se regula el transporte de combustibles por poliductos".

Dicho proyecto de decreto establece las regulaciones generales aplicables al transporte de combustibles por poliductos, para asegurar la continuidad, regularidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y generalidad de los servicios y de promover el transporte de combustibles por poliductos para el recibo y entrega a precios justos y razonables, así como la competencia leal y efectiva en la prestación de tales servicios, bajo los siguientes principios:

1. Acceso abierto y en igualdad de condiciones a los poliductos existentes en el territorio colombiano, a todo aquel que cumpla los requisitos y obligaciones señaladas en dicho decreto.
2. Prestación del servicio público de transporte en condiciones de calidad, garantizando una operación eficiente y confiable.
3. Remuneración del servicio de transporte por medio de tarifas las cuales cubrirán los costos en los que ha incurrido el transportador para prestar el servicio a costo de eficiencia, de acuerdo con los criterios y la metodología que se desarrolla en este decreto.

Así mismo, dicho proyecto de decreto señala la obligación al transportador de combustibles por poliducto de preparar un Manual de Operación de Servicios que contenga las reglas y procedimientos para la conexión, acceso y uso del poliducto a terceros, de conformidad con las regulaciones generales y reglamentaciones específicas de transporte establecidas por la autoridad de regulación, control y vigilancia.

La última versión del citado proyecto de decreto, adicional a los dos publicadas durante el año 2005, fue dada a conocer a los interesados a través de la página web del Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de recibir observaciones al mismo, hasta el pasado 28 de febrero de 2006.

Se espera tener la versión definitiva para su expedición para finales de julio de 2006.

8.4 DECRETO 4723 DE 2005

Mediante el Decreto 4723 del 26 de diciembre de 2005 se establecieron de manera transitoria disposiciones para la asignación de volumen de combustibles a distribuir con las exenciones previstas en la Ley 681 de 2001 en las estaciones de servicio ubicadas en los municipios fronterizos del país, así como los criterios y metodología de distribución, con el fin de asegurar un adecuado abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo en dichas regiones.

Dentro de los criterios tenidos en cuenta para señalar las estaciones de servicio beneficiadas con la asignación de volumen, se establecieron límites críticos de cumplimiento de requisitos de tipo documental, técnico y de seguridad, que como mínimo debían cumplir las instalaciones de los distribuidores minoristas. Lo anterior con base en los resultados de la auditoría realizada durante el año 2005, la cual verificó en cada una de las estaciones de servicio ubicadas en los municipios denominados por el Gobierno Nacional como fronterizos, el grado de cumplimiento de los mencionados requisitos establecidos en el Decreto 1521 de 1998.

Es importante anotar que en el periodo comprendido entre agosto y noviembre de 2005, el Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con ECOPETROL, desarrolló un proceso de socialización de los resultados obtenidos de la señalada auditoría, para lo cual realizó 10 visitas a diferentes zonas del país. En el mismo proceso se presentaron los elementos del decreto que posteriormente sería expedido con el número 4723 de 2005. Ahora bien, con base en lo establecido en el referido Decreto, el Ministerio de Minas y Energía a finales de diciembre de 2005 señaló la relación de estaciones de servicio que fueron objeto de asignación de volúmenes máximos para el 2006.

Las medidas establecidas en el Decreto 4723 de 2005 son transitorias y fueron tomadas con el fin de garantizar el abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo en las zonas de frontera, ya que en su totalidad los distribuidores minoristas deben hacer ajustes a sus instalaciones con el fin de dar cabal cumplimiento a las disposiciones técnicas vigentes. Por lo anterior, el Decreto establece un plazo de nueve meses contados a partir del primero de enero de 2006, para que las estaciones de servicio se ajusten en su totalidad a las disposiciones técnicas establecidas, circunstancia que será verificada una vez vencido el mencionado término, para lo cual se tiene previsto contratar una firma auditora en el periodo comprendido entre junio y agosto del presente año, y desarrollar una nueva auditoría de cumplimiento de requisitos durante el último trimestre, cuyos resultados serán tenidos en cuenta para efectos de la próxima asignación de volúmenes máximos.

8.5 REGLAMENTOS TÉCNICOS DE LA CADENA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Con el propósito de modificar las disposiciones técnicas en materia de almacenamiento, manejo y distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo, así como de armonizar las normas

vigentes de conformidad con las nuevas disposiciones sobre la materia consagradas en la Ley 812 de 2003 y el Decreto reglamentario 4299 del 25 de noviembre de 2005, se adelantan acciones tendientes a actualizar los siguientes reglamentos técnicos para esta cadena comercial: i) distribuidor mayorista y almacenador (plantas de abastecimiento), ii) distribuidor minorista (estación de servicio de aviación y marítima), iii) distribuidor minorista (estación de servicio automotriz y fluvial) y iv) gran consumidor.

En concordancia con el cronograma de esta actividad, se tiene previsto contar con una versión preliminar de los reglamentos para el tercer trimestre de 2006, documento que será puesto a consideración de los agentes, gremios y terceros interesados en estas actividades, con el fin de conocer sus comentarios sobre el particular.

8.6 NORMAS TÉCNICAS SOBRE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Continuando con el desarrollo de la política adoptada por el Gobierno Nacional en materia de hidrocarburos, se adelantan las gestiones tendientes a la actualización del Decreto 1895 de 1973, que establece disposiciones técnicas y de suministro de información por parte de las compañías operadoras de los campos de exploración y explotación de petróleo y gas.

El proyecto de expedición de una nueva reglamentación, mediante el cual se pretende incorporar a las normas vigentes los avances tecnológicos en materia de exploración y explotación de petróleo y gas, iniciará su desarrollo durante el segundo semestre de 2006, con la expectativa de contar con un documento debidamente ajustado y revisado con el concurso de los agentes interesados.

8.7 PROYECTO DE LEY CÓDIGO PENAL (HURTO, DESVÍO Y BIOCOMBUSTIBLES)

Durante el 2005 y lo corrido del presente año, se dio trámite a un proyecto de ley mediante el cual se pretendía hacer una adición al Código Penal.

El proyecto de ley tenía por objeto adicionar el título X del Código Penal "Delitos contra el Orden Económico y Social", creando un nuevo Capítulo denominado "Apoderamiento de los hidrocarburos, sus derivados, biocombustibles o mezclas que los contengan y otras infracciones".

La iniciativa buscó que estas conductas que atentan contra la economía nacional, se regularan en un capítulo especial e independiente donde se tipificaran como conductas autónomas y se establecieran sanciones acordes con la gravedad de los ilícitos que se realizan contra la infraestructura petrolera y el desarrollo económico del país.

La ubicación de las conductas punibles bajo el título recomendado resulta necesaria desde el punto de vista técnico, económico y jurídico, pues se trata de infracciones que atacan distintos bienes jurídicos, que no sólo lesionan o ponen en peligro la seguridad de sus titulares o víctimas individualmente considerados, sino que causan enormes daños a la economía del país, afectan sensiblemente los servicios primarios de la sociedad y alteran de manera dramática el ecosistema y el medio ambiente.

En la actualidad, si bien se cuenta con el artículo 44 de la Ley 782 de 2002 (por medio de la cual prorrogó la vigencia de la Ley 418 de 1997) que consagra pena de seis a diez años a quien se apoderen de hidrocarburos o sus derivados, quantum de la pena que hace que el delito no sea excarcelable, el modelo normativo sigue siendo incompleto y su carácter transitorio es altamente inconveniente, toda vez que la citada Ley vence el 23 de diciembre de 2006.

Por otra parte, el proyecto crea tipos penales que describen y sancionan conductas que hoy no se encuentran contempladas en el Código Penal y por ello quedan en la impunidad; tal es el caso de las

mezclas ilícitas o la alteración de sistemas de identificación de hidrocarburos, así como el desvío de combustible, que tanto afectan la economía nacional.

El señalado proyecto ya fue aprobado en sus cuatro debates en el Congreso de la República, el último de ellos en el mes de abril del presente año y hoy es la Ley 1028 del 12 de junio de 2006.

9. BIOCOMBUSTIBLES

9.1 PROGRAMA DE ALCOHOLES CARBURANTES – USO DE LA BIOGASOLINA EN COLOMBIA

El Ministerio de Minas y Energía ha venido liderando el desarrollo de este programa y continúa avanzando en la emisión de reglamentación técnica y económica que permita hacerlos viables los proyectos encaminados a su fortalecimiento. A la fecha y en el período comprendido entre junio de 2005 y lo corrido del presente año, se continuó con el ajuste de la reglamentación técnica y ambiental para cada uno de los agentes de esta cadena comercial, así como en el establecimiento de disposiciones encaminadas a la entrada del programa en las diferentes regiones del país.

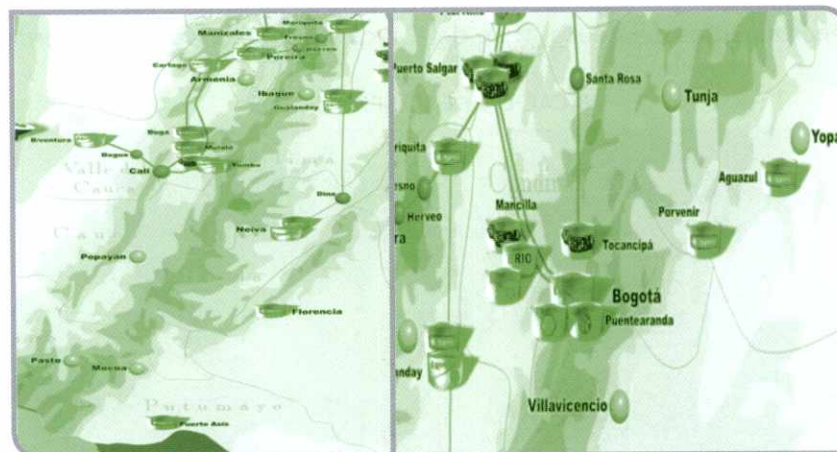
En desarrollo de lo anterior, la Resolución 181069 del 18 de agosto de 2005 estableció que a partir del primero de noviembre de 2005 las gasolinas que se distribuyeran a través de las plantas de abasto mayorista, para abastecer a las ciudades de Cali, Pereira, Armenia y Manizales y sus áreas Metropolitanas y la zona Centro Occidental del país, deberían contener alcoholes carburantes en los porcentajes establecidos, es decir un 10% de alcohol carburante y un 90% de gasolina de origen fósil, tanto extra como corriente, cuya mezcla se denomina gasolina oxigenada, extra o corriente o "Biogasolina" extra o corriente.

En este sentido, en los departamentos de Nariño, Cauca, Valle del Cauca, Risaralda Caldas, Quindío, Risaralda y algunos municipios del Norte del Tolima empezaron a consumir 400.000 litros día del alcohol carburante mezclados con la gasolina de origen fósil, iniciándose así la era de la Biogasolina en Colombia.

Para la entrada del programa de oxigenación de las gasolinas, en el mes de octubre entraron en producción las destilerías de Incauca y Providencia con una capacidad de producción de 550 mil litros día de alcohol carburante.

De otro lado, se estableció el primero de febrero del año 2006 como la fecha para empezar la oxigenación de las gasolinas que se distribuyeran a través de las plantas de abastecimiento que surtieran la ciudad de Bogotá. Desde la señalada fecha 450 estaciones de servicio del centro del país, ubicadas en Bogotá, Cundinamarca, Meta, Guaviare, Casanare, Vichada, Guainía y algunos municipios de Boyacá están distribuyendo tanto biogasolina corriente como extra, para un consumo estimado de 500.000 litros de alcohol carburante, de tal forma que se tiene un consumo total de 900.000 litros en las zonas del país que hoy tienen en curso el señalado programa.

En la siguiente gráfica se presentan las plantas de abastecimiento que en la actualidad se encuentran distribuyendo gasolina oxigenada en el sur occidente y el centro del país.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Con el fin de suplir la señalada demanda, durante el primer trimestre del presente año entraron en producción tres plantas adicionales productoras de alcohol carburante, en los ingenios de Risaralda, Mayagüez y Manuelita, con una capacidad aproximada de producción 450.000 litros por día.

DESTILERIA	CAPACIDAD (l/d)	FECHA DE ENTRADA
 INCAUCA S.A.	300.000	Octubre de 2005
 INGENIO PROVIDENCIA S.A.	250.000	Octubre de 2005
 Manuelita *	200.000	Marzo de 2006
Mayagüez 	150.000	Marzo de 2006
 INGENIO RISARALDA	75.000 - 100.000	Febrero de 2005

*Ampliará la producción a 300,000 litros por día
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Las inversiones realizadas por los ingenios azucareros para el desarrollo de las mencionadas plantas ubicadas en los departamentos del Cauca, Valle del Cauca y Risaralda, fueron del orden de los US\$100 millones.

UBICACIÓN DE LOS PROYECTOS



Fuente: Asocaña

Dadas las proyecciones de oferta de alcohol carburante en el país, así como el costo en el mercado mundial de las materias primas utilizadas en su producción, se hacía necesario promover el desarrollo de plantas de producción para este mercado y ajustar los precios de referencia para el alcohol en el país, para lo cual se requería tener en cuenta los costos de oportunidad de las señaladas materias primas asociadas a la producción de alcohol carburante a ser utilizado como componente oxigenante de las gasolinas. Mediante las Resoluciones 181088 del 23 de agosto de 2005, 181760 del 26 de diciembre de 2005 y 180222 del 27 de febrero de 2006, se adoptaron nuevas disposiciones en relación con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada.

Es importante anotar que en la actualidad la oferta de alcohol carburante se equilibra con la demanda, pero aún no se cubre la totalidad del territorio colombiano, lo cual constituye a este proyecto en un mercado de oportunidad para el desarrollo de nuevas plantas de producción, tanto para el mercado nacional, como en un futuro para el mercado de exportación hacia los mercados americanos, europeos y asiáticos.

En este sentido, se tienen en curso varios proyectos que se encuentran en la etapa de factibilidad, de tal forma que se espera que con el desarrollo de los mismos se empiece a distribuir Biogasolina en las otras zonas del país, como lo son Antioquia, Santander y la Costa Atlántica. El programa de oxigenación de las gasolinas avanzará en la medida que las condiciones de oferta lo permitan, no obstante el Gobierno Nacional continuará las labores de promoción y desarrollo sobre el particular.

DESTILERÍAS DE ALCOHOL CARBURANTE

DESTILERÍA - UBICACIÓN	CAPACIDAD (l/d) -MATERIA PRIMA	FECHA DE ENTRADA
Petrotesting S.A (Meta)	30.000 (Yuca)	Diciembre de 2006
Alcohol S.A (Hoya del Río Suárez) Maquilagro	100.000 -300.000 (Caña)	2008 (I Semestre)
Boyáca-Santander)	300.000 (Remolacha)	2008 (I Semestre)
Ingenio Sicarare (cesar)	100.000 (Yuca)	2008 (I Semestre)

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

9.1.1 CAMPAÑA INFORMATIVA SOBRE EL USO DE LA BIOGASOLINA

Consciente de la importancia de generar una comunicación clara, precisa y confiable al consumidor, el Ministerio de Minas y Energía convocó a todos los agentes de la cadena de producción, distribución y comercialización del biocombustible, para poner en marcha una campaña tendiente a la divulgación sobre el uso de la Biogasolina.

Los Ministerios de Minas y Energía, de Agricultura y Desarrollo Rural, de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, conjuntamente con ECOPETROL, la Federación Colombiana de Biocombustibles, la Asociación Colombiana del Petróleo, Fendipetróleo, Fedispetrol, Asocaña, la ANDI, la UPME y la Fundación para el Desarrollo del Quindío (organización designada como el operador de la campaña), desarrollaron las estrategias para la comunicación masiva a través de radio, televisión, prensa y revistas especializadas, y la comunicación directa en la línea de servicio de estaciones de servicio, talleres y concesionarios, con el fin de unificar los mensajes y lograr la divulgación efectiva de las bondades de la Biogasolina y de las principales recomendaciones que debían ser tenidas en cuenta tanto por parte de los agentes de la cadena de producción y distribución, como por parte de los consumidores finales, estimulando la confianza en la calidad de la mezcla y en su red de distribución.

Para el efecto, se desarrollo una campaña que comprendía:

- Un programa de divulgación masiva
- Un programa de información y capacitación en los puntos de contacto con el consumidor final (estaciones de servicio)
- Un programa de información y capacitación con otros agentes de la cadena (talleres, concesionarios, ensambladores, entre otros)

En el mismo sentido, se definieron unas prioridades estratégicas, a saber:

- Garantizar una claridad en el mensaje divulgado por los actores de la cadena de producción, distribución y comercialización del alcohol carburante y de la Biogasolina
- Ilustrar oportunamente al usuario de la biogasolina sobre las ventajas y precauciones a tener en cuenta en los vehículos por el uso de este biocombustible
- Prevenir incidentes entre los usuarios y las estaciones de servicio, que pudiesen generarse por desinformación
- Garantizar la calidad de procesos e infraestructura a lo largo de toda la cadena del biocombustible, para optimizar así la calidad en el servicio y la confiabilidad en el producto a distribuir
- Minimizar la distorsión y la desinformación en los medios de comunicación.
- Contactar, capacitar y asesorar a las personas relacionadas con el sector automotriz, para que estos pudieran brindar información confiable y oportuna a los usuarios

Para lograr dichos objetivos, se planteó la campaña en dos segmentos, el Up the Lines (piezas masivas al consumidor) y el Bellow de Line (piezas publicitarias al público interno y en estaciones de servicio). El resultado de dicha campaña se corroboró a través de sondeos de mercado realizados a consumidores finales y a estaciones de servicio, obteniendo como resultado que el consumidor percibió de forma clara y oportuna la información.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

9.2 IMPULSO AL BIODIESEL

En lo que tiene que ver con el Biodiesel, el Ministerio de Minas y Energía continúa impulsando el tema, en conjunto con otras autoridades con competencia en la materia y bajo el marco la Ley 939 del 30 de diciembre de 2004 que estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diesel.

En conjunto con el Ministerio del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, se expidió la Resolución 1289 de 2005, por la cual se establecieron los requisitos técnicos y ambientales del biocombustible para uso en motores diesel y sus mezclas con diesel de origen fósil, cuya base fundamental fueron las normas técnicas y los estándares fijados en la materia a nivel mundial.

En dicha Resolución se estableció que a más tardar el primero de enero del 2008 se deberá distribuir la mezcla de 5% de biocombustible para uso en motores diesel (biodiesel) con un 95% de diesel de origen fósil en las principales ciudades del país.

Toda vez que el biodiesel aún no se produce en el país, el Ministerio de Minas y Energía consideró necesario dar señales claras orientadas a promover el desarrollo de este mercado, para lo cual expidió la Resolución 181780 del 29 de diciembre de 2005, a través de la cual se define la estructura de precios del ACPM o diesel de origen fósil que se mezclará en las principales regiones del país con biodiesel.

En dicha Resolución se definió una señal de precios basada en los costos de oportunidad de las materias a utilizar en la producción del biodiesel y del costo de oportunidad del ACPM de origen fósil, además de la garantía en la recuperación de las inversiones a realizar (factor de producción eficiente). Como elemento adicional se estableció una garantía de compra para los productores de biodiesel por parte de los distribuidores mayoristas.

De otra parte, se trabaja actualmente en la regulación técnica y de logística para la comercialización de este producto, el cual contribuirá de manera importante en el tema ambiental, al desarrollo agroindustrial del país y a la sostenibilidad energética nacional. A la fecha se han discutido dos versiones del proyecto de reglamento sobre el particular y se espera tener una versión definitiva al respecto para enviarla a consulta de la Organización Mundial de Comercio, a más tardar el 30 de septiembre del año en curso. La elaboración de dicha reglamentación ha partido de un proceso de construcción en conjunto, en el cual han participado activamente los integrantes públicos y privados del comité de logística (producción, transporte, mezcla y distribución del biocombustible y sus mezclas con diesel) creado para el efecto

y conformado por el Ministerio de Minas y Energía, ECOPETROL, Fedepalma, la ACP, Fendipetróleo y Fedispetrol.

Es importante recordar de las ventajas del uso de este biocombustible:

- Reduce las emisiones de CO₂ permitiendo un balance global del contaminante, al hacer parte del ciclo biológico del CO₂ en la atmósfera (2-2,5 ton CO₂/1000lt biodiesel)
- Provee oportunidades de empleo e ingresos estables en el área rural, generando alternativas rentables
- Contribuye al autoabastecimiento de combustibles en el país
- Mejora la calidad del aire en las grandes ciudades
- Combustible alternativo que utiliza la misma infraestructura de distribución de los combustibles tradicionales y que no requiere de modificaciones en los motores de combustión interna tradicionales en mezclas con el combustible diesel hasta de un 5%

10. CIENCIA, TECNOLOGÍA Y PROYECTOS ESPECIALES

El Instituto Colombiano del Petróleo- ICP, reportó US\$18,7 millones en beneficios comprobados en los proyectos ejecutados en 2005 en coordinación con los distintos negocios de ECOPETROL. Esta cifra es superior en US\$2,2 millones a los resultados obtenidos en 2004.

Su infraestructura conformada por 24 laboratorios y 29 plantas piloto generó una productividad de \$20.796 millones, la cifra más alta en la historia del ICP, resultado de los servicios prestados a la operación directa de ECOPETROL, sus asociados y empresas del sector petrolero, así como en el desarrollo de proyectos y líneas de investigación.

Parte de estos beneficios se materializaron en proyectos de gran impacto como la optimización de campos maduros, segregación de crudos para incrementar el valor agregado a los crudos colombianos, reducción de pérdidas de hidrocarburos en transporte, optimización de las refinerías y sus procesos, así como en materia de modelamiento geológico y reducción del riesgo exploratorio, entre otros.

En el área de exploración, durante el 2005 el ICP elaboró la tabla de caracterización biocronológica para la edad geológica del Oligoceno en el Piedemonte Llanero, que se suma a la tabla del Paleoceno elaborada en 2004, con las cuales se apunta a la reducción del riesgo exploratorio. Su aplicación se reflejó el año anterior en ocho prospectos exploratorios de ECOPETROL que encontraron en esta herramienta la manera más acertada para ubicar la broca durante la perforación, las decisiones de los puntos de casing y el completamiento de pozos.

Adicionalmente, se trabajó en el mejoramiento de la imagen sísmica 2D, que será la base para el mejoramiento de la imagen en 3D, y se desarrollaron metodologías en modelamiento geoquímico aplicadas al Piedemonte. Estos logros metodológicos de las líneas de investigación del ICP se están utilizando en aplicaciones prácticas como el soporte a los prospectos, el modelamiento del bloque Toledo, Caño Sur y otras áreas prospectivas en el Valle Medio y Superior del Magdalena, así como en el offshore colombiano.

Este soporte tecnológico contribuyó en llevar el campo Castilla, en el Meta, a una producción de 60 KBPD y una recuperación de reservas cercana a 1,5 MBP.

De igual manera, el ICP brindó soporte especializado para la optimización de los campos maduros de ECOPETROL a través del análisis y la implementación de tecnologías como el fracturamiento hidráulico, completamientos avanzados, perforaciones in fill, caracterización de yacimientos, optimización de

sistemas de inyección/producción, daños a la formación, estimulación química y evaluación de facilidades en superficie.

Estas acciones contribuyeron con la reducción de la curva de declinación de los campos de ECOPETROL y en aquellos donde tiene participación con terceros.

El 2005 fue para el ICP el año de la implementación de los desarrollos tecnológicos en refinación. Se inició la aplicación de modelos de simulación rigurosos para la operación de las unidades de refinación, cuyo objetivo es generar mayores rendimientos.

También contribuyó con el desarrollo de herramientas, evaluación y definición de dietas parafínicas y crudos mezcla para controlar corrosión de equipos y maximizar el margen de refinación, el mejoramiento de la calidad de productos, la valorización de corrientes, el control de fuentes de contaminación y emisiones, la selección de catalizadores y la integridad de equipos. Estas iniciativas se tradujeron en 2005 en un margen de refinación del orden de US\$11,37 por barril y en un beneficio al negocio cercano a los US\$150 millones.

En cuanto al área de transporte, el mayor logro lo representó la reducción de pérdida de hidrocarburos a través de distintos desarrollos tecnológicos, que en 2005 significó ahorros del orden de US\$8 millones.

También trabajó en el proyecto de segregación de crudos, cuyo objetivo es generar valor agregado a los crudos de la canasta colombiana. Los primeros resultados se evidenciaron con la mezcla Vasconia y el aprovechamiento de los mayores volúmenes de crudos pesados y parafínicos del país.

Por otra parte y aunando esfuerzos técnico-financieros, así como de realizar proyectos de investigación y estudios particulares del subsector de hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con la UPME, ECOPETROL y la ANH, inició el desarrollo de los siguientes estudios:

10.1 EVALUACIÓN DEL MERCADO REAL DE GASOLINA, ACPM Y GNV EN COLOMBIA

Con el fin de determinar la demanda actual de gasolina motor, gasolina extra, GNV y ACPM en todo el territorio nacional por sector económico, tipo de combustible, segmento del parque automotor y uso final, así como cuantificar el ingreso de combustibles ilícitos al país, se adelanta un estudio de mercado en estaciones de servicio, grandes consumidores y zonas de frontera.

Este estudio permitirá proporcionar un importante acervo de información confiable y veraz respecto del consumo anual de combustibles, de forma que las diferentes actividades de las instituciones gubernamentales y de los agentes del mercado, tales como la prospectiva energética, el establecimiento de políticas, estrategias de mercado de los diferentes agentes y acciones para garantizar la satisfacción de las necesidades energéticas, puedan desarrollarse de manera adecuada, lo cual redundará en un mercado con menores asimetrías de información y por consiguiente una mayor transparencia y mejores condiciones para la competencia en el mismo.

10.2 DISEÑO DE UNA POLÍTICA INTEGRAL DE PRECIOS PARA EL CASO COLOMBIANO

Para que los objetivos de largo plazo planteados en el Plan Energético Nacional sean alcanzados en todas sus dimensiones, se requiere una política integral de precios y mecanismos de compensación capaces de inducir los procesos de sustitución que conlleven a la modificación de las canastas de la oferta y la demanda, acordes con la disponibilidad de recursos y la necesidad de los usuarios. En este sentido se desarrolla un estudio con el propósito de diseñar una política integral de precios a nivel del sistema energético colombiano, con criterios de sostenibilidad económica, social y ambiental.

Se espera con los resultados establecer señales adecuadas a los agentes para generar mayor valor agregado al país, no solamente en la explotación de los recursos primarios sino en la consolidación de los mercados energéticos.

10.3 FORMULACIÓN DE UNA ESTRATEGIA NACIONAL DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

Para actualizar el Plan Energético Nacional y formular nuevas políticas o modificar las actuales en función de las condiciones cambiantes que pueden afectar el escenario de eficiencia y las estrategias para acceder a un adecuado abastecimiento energético, se realiza un estudio considerando todos los elementos económicos y técnicos que determinen la alternativa más eficiente para el país.

Con ello se espera el suministro de energía abundante y asequible, generación de actividad económica y generación de recursos para el Estado a través de políticas que permitan una balanza energética conveniente para el país con la realización de las inversiones necesarias para el desarrollo del sector energético, teniendo en cuenta las condiciones actuales y proyectadas del país y del mundo.

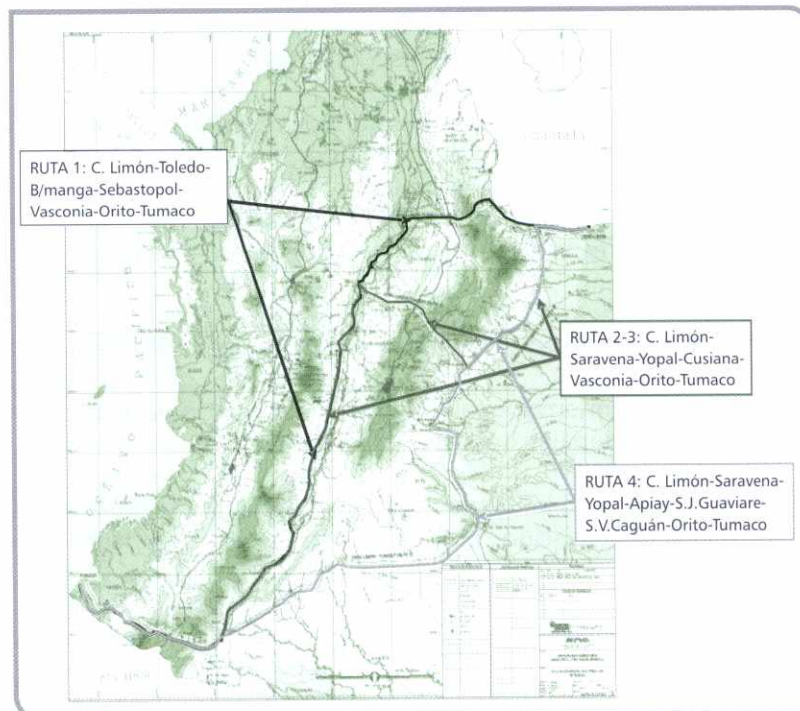
10.4 OLEODUCTO /POLIDUCTO COLOMBIA VENEZUELA

En desarrollo de las declaraciones suscritas por los Presidentes de Colombia y Venezuela en el Tablazo y en Punto Fijo Venezuela, el 14 de julio de 2002 y el 24 de noviembre de 2005, respectivamente, ambos países han venido estudiando posibilidad de un proyecto de interconexión para el transporte de crudos o derivados venezolanos con salida en el Pacífico o el Atlántico en Colombia.

De 6 alternativas de transporte inicialmente planteadas, tanto en el Pacífico como en el Atlántico, en la actualidad se continúa con el estudio de las siguientes (ver gráfico):

- Crudo Hamaca (Venezuela) – Caño Limón – Orito – Tumaco para 400 KBDC
- Refinados Cabruta (Venezuela) – Caño Limón – Orito – Tumaco para 250 KBDC
- Refinados El Vigía – Ayacucho para 50 KBDC

LOCALIZACIÓN DE LAS RUTAS



Fuente: ECOPEL S.A

A la fecha se han identificado y evaluado conjuntamente desde el punto de vista de inversión, cada una de las tres alternativas posibles de rutas en el sector terrestre Colombiano y en el Sector Venezolano.

De igual forma, se han acordado los siguientes temas técnicos:

- Trazados
- Mapa Colombiano de sensibilidad ambiental y social
- Corridos hidráulicos de las alternativas
- Criterios de costos
- Presupuestos de orden de magnitud

Finalmente, se tienen las siguientes actividades por desarrollar en esta primera fase:

- Elaboración del documento técnico final, el cual debe estar consolidado por ambos países antes de finalizar el mes Julio del presente año.
- Presentación a los Ministros de los dos países para su aprobación.
- Presentación a los Presidentes de las Repúblicas, con miras a determinar posibles aprobaciones de preinversión.

11. FINANZAS

Los resultados financieros de ECOPETROL a lo largo de 2005 marcaron un nuevo récord en la historia de Colombia. El incremento de la producción de crudo y la mejor gestión operacional le permitieron a la Empresa obtener una utilidad neta de US\$1.402 millones, un 75% más que el año anterior.

Los mejores resultados operacionales por US\$455 millones y un incremento en el margen no operacional sobre ingresos, que arrojó un menor gasto por US\$283 millones, también soportan el anterior resultado.

Las cifras récord también se reflejaron en las transferencias a la Nación por US\$3.158 millones, la capitalización del fondo de pensiones con US\$379 millones, el ahorro de US\$245 millones en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera - FAEP, superior en 109% a lo alcanzado en el año anterior, y la ejecución de un agresivo plan de inversiones superior a US\$900 millones.

Los ingresos operacionales crecieron 35%, alcanzando los US\$6.682 millones, de los cuales el 62% se originó en el mercado doméstico y el 38% en exportaciones.

Las ventas en el mercado nacional registraron un crecimiento de 38%, al situarse en US\$4.114 millones, fundamentalmente por los mayores volúmenes de venta de ACPM y los mejores precios de ingreso al productor.

Durante el 2005, la empresa exportó US\$2.568 millones, superior en 29% frente al año 2004.

A pesar del incremento de precios internacionales del crudo, los costos de ventas se mantuvieron en igual proporción de los ingresos operacionales frente al año anterior.

El nivel de costos fijos, en relación con las ventas, descendió de 22% en 2004 a 19% en 2005, reflejando disminuciones en costos por depreciación, propiedad, planta y equipo, servicios contratados, gastos generales, cálculo actuarial y laborales, principalmente.

A su turno, el nivel de los costos variables en relación con las ventas, aumentó del 40% en 2004 al 43% en 2005, es decir, crecieron en US\$863 millones debido a los mayores precios en compras de crudo e importación de productos por US\$357 millones, capitalización, producción de crudo y gas por US\$407 millones y liquidación de regalías en US\$263 millones.

La empresa invirtió en su cadena productiva US\$4.221 millones, en actividades desde la extracción de hidrocarburos hasta su transformación y distribución de productos terminados.

El costo de levantamiento de crudo y gas en la actividad de producción alcanzó el nivel de US\$3,25 por barril promedio año, mientras que el costo total de producción de crudo, incluidos costos desembolsables y no desembolsables, ascendió a US\$15,79 por barril.

De otra parte, los mayores gastos de comercialización y proyectos obedecieron a la generación de gastos por conceptos de exploración y maximización de la producción (US\$180 millones), compensados con una disminución en los gastos de administración.

Como resultado de lo anterior, el margen operacional de la empresa pasó de 30% respecto del total de las ventas en 2004 a 29% en 2005.

La pérdida no operacional disminuyó en US\$283 millones, al pasar de US\$387 millones en 2004 a US\$104 millones en 2005. Se explica por los menores gastos financieros (US\$235 millones), adicionados con los mejores ingresos financieros (US\$397 millones), por el efecto de la valoración del portafolio de inversiones, e ingresos por recuperaciones de gastos de periodos anteriores (US\$124 millones), valores que se compensaron con los mayores gastos por provisiones (US\$437 millones) especialmente para la conmutación pensional y litigios en contra de la Empresa.

El total de activos creció un 22%, alcanzando US\$14.300 millones. Se destaca el aumento de los recursos entregados en administración fiduciaria destinados a fondear el pasivo pensional en US\$1.128 millones.

El total del pasivo de la empresa terminó en US\$8.484 millones, 13% superior al registrado en 2004, principalmente por la constitución de pasivos estimados para la conmutación pensional por US\$318 millones, aumento de ingresos diferidos FAEP por US\$248 millones e incremento del cálculo actuarial en US\$397 millones. Del total del pasivo pensional, la empresa fondeó al cierre de 2005 el 90%.

El patrimonio terminó en US\$5.816 millones, lo que representa un crecimiento de 39% con respecto al año 2004, básicamente por las utilidades netas del año 2005. El aporte de la Nación en reservas de crudo y gas ascendió a US\$580 millones y la valorización de activos fijos e inversiones en acciones se registró en US\$86 millones, valores que resultaron disminuidos con el pago de excedentes financieros a favor del Gobierno Nacional por US\$568 millones y la transferencia de fondos a la ANH en atención a los requerimientos del Decreto 1760 de 2003 por US\$94 millones.

El EBITDA, definido como las utilidades antes de descontar intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones y provisiones, pasó de US\$2.752 millones en 2004 a US\$4.064 millones en 2005. El ROA, que representa la rentabilidad generada por los activos operacionales, se ubicó en 51% en 2005 frente a 43% en 2004; el ROE, rentabilidad neta de impuestos en relación con el patrimonio promedio del año, aumentó ocho puntos, al situarse en el 31%.

Las transferencias de recursos al Estado efectuadas por ECOPETROL ascendieron a US\$3.158 millones. La mayor participación corresponde a las regalías sobre producción de crudo con US\$1.249 millones, seguido por las transferencias de utilidades del año 2004 por US\$568 millones, por impuesto global US\$517 millones y por conceptos de impuesto sobre la renta e IVA US\$775.

El presupuesto para el año 2005 fue elaborado con un WTI de US\$37 por barril y su ejecución finalmente alcanzó los US\$56,6 barril promedio año. Esta variación impactó positivamente los ingresos de la sociedad y en gastos representó mayores desembolsos en regalías a los entes territoriales, como también en las compras e importaciones de crudos y productos. Frente al 2004, el WTI de referencia creció en US\$15 el barril.

La empresa ejecutó un presupuesto de US\$16,97 billones que corresponde a un incremento del 12% frente al 2004. Los gastos de funcionamiento crecieron 10% impulsados por el aumento de transferencias en 11%. Los gastos generales crecieron 1 punto con respecto a 2004, básicamente por efecto del impuesto 4x1000; mientras que los servicios personales crecieron 7% por desarrollo del outsourcing informático.

La ejecución en inversión fue levemente superior a US\$3 billones, lo que representó un aumento de 6% frente a 2004, debido a las mayores inversiones en el negocio de producción.

Las inversiones en áreas de servicio corporativo representaron el 4% del portafolio. Se destacan los recursos para el desarrollo del proyecto Sensor, mediante el cual se implantó el sistema SAP, que permitió la integración del proceso presupuestal con los sistemas de información operativos y con el cual se realizó el primer ejercicio de estructuración y elaboración del presupuesto integrado.

Como consecuencia de la aplicación de una estrategia integral, ECOPETROL logró reducir los costos operacionales y los gastos de administración a lo largo de 2005.

La consolidación de la demanda, la renegociación de acuerdos comerciales, la contratación electrónica, los descuentos por volúmenes, la identificación de nuevos proveedores, esencialmente en líneas estratégicas como tuberías y químicos, permitieron consolidar resultados favorables.

En efecto, la Gerencia Administrativa aseguró el aprovisionamiento de bienes y servicios por US\$660 millones y generó ahorros por US\$25 millones, cifra que duplicó el monto obtenido en el 2004.

En este periodo se evidenció una reducción de 14% en el volumen de procesos de contratación y un aumento de 2,1% en el valor contratado con respecto al 2004, lo que refleja un repunte en el indicador de productividad.

Uno de los principales cambios impulsados en 2005 fue la tercerización integral de servicios administrativos, lo que representó beneficios económicos por reducción de costos y mejoramiento del servicio.

Todas estas acciones fueron apalancadas por la decisión organizacional de unificar los sistemas de información de compras y contratación e implementar un sistema ERP que permitió avanzar en la implementación del modelo de abastecimiento de bienes y servicios y diseñar un plan de desarrollo de competencias personales 2005 – 2008, basado en la tecnología del Centro de Comercio Internacional, organismo adscrito a la Organización Mundial de Comercio y a la Agencia de las Naciones Unidas para la Cooperación Técnica en el área de Promoción y Desarrollo Internacional.

Sección B Sector Minas

1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO

El sector minero colombiano incluye al Ministerio de Minas y Energía, así como a las siguientes entidades:

- Entidades Adscritas
Instituto Colombiano de Geología y Minería, INGEOMINAS
Unidad de Planeación Minero Energética, UPME
- Entidades Vinculadas
Empresa Nacional Minera Ltda., MINERCOL LTDA. en Liquidación
- Entes Territoriales con funciones delegadas
Gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander
- Otras entidades con funciones mineras
IFI – Concesión Salinas

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Es la autoridad minera, y su función principal es la de fiscalizar las delegadas, homogenizar conceptos jurídicos, hacer la promoción, elaborar políticas para el sector, así como regular y reglamentar el Código de Minas.

INGEOMINAS

Tiene una función propia de Servicio Geológico, y funciones delegadas de autoridad minera, en el Servicio Minero.

GOBERNACIONES DELEGADAS

En términos generales, las gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander, tienen delegadas las funciones de contratación y fiscalización de los títulos mineros de los minerales en su área de influencia, con las siguientes exclusiones:

DEPARTAMENTO	DELEGACIÓN	MINERALES EXCLUÍDOS
Antioquia	Plena	Ninguno
Bolívar	Plena	Ninguno
Boyacá	Plena	Carbón y esmeraldas
Caldas	Plena	Carbón y esmeraldas
Cesar	Plena	Carbón y esmeraldas
Norte de Santander	Plena	Carbón y esmeraldas

UPME

Tiene como objetivo la planeación de los sectores minas y energía en forma integral, indicativa y permanente, formulando planes para el adecuado aprovechamiento de los recursos mineros.

2. RESULTADOS MACROECONÓMICOS

2.1 PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES

El buen desempeño de los últimos años del sector minero, está sustentado principalmente en el creciente desarrollo de la minería del carbón y en menor proporción por el de los metales preciosos, el ferroníquel y algunos minerales no metálicos.

VOLUMEN DE PRODUCCIÓN PRINCIPALES RAMAS MINERAS							
PRODUCTO MINERO	UNIDAD	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Oro (1)	kg	37.018	21.813	20.823	46.515	37.739	35.783
Platino (1)	kg	339	673	661	828	1.209	1.082
Sal Terrestre (2)	t	177.690	184.278	191.554	199.364	231.721	162.941
Sal Marina (2)	t	282.188	384.159	335.783	247.901	294.343	11.055
Caliza para cemento (3)	kt	9.440	9.074	9.046	9.887	10.086	8.815
Cobre (concentrados) (4)	t	9.501	9.243	8.526	7.270	7.840	5.800
Mineral de Hierro (5)	t	660.109	636.837	688.106	625.002	642.546	498.623
Ferroníquel (6) (*)	t	27.730	38.438	43.978	47.868	48.818	52.749
Carbón (1)	kt	38.242	43.911	39.484	50.028	53.693	59.064
Esmeraldas (1)	kquil	8.453	5.499	5.391	8.963	9.825	6.746

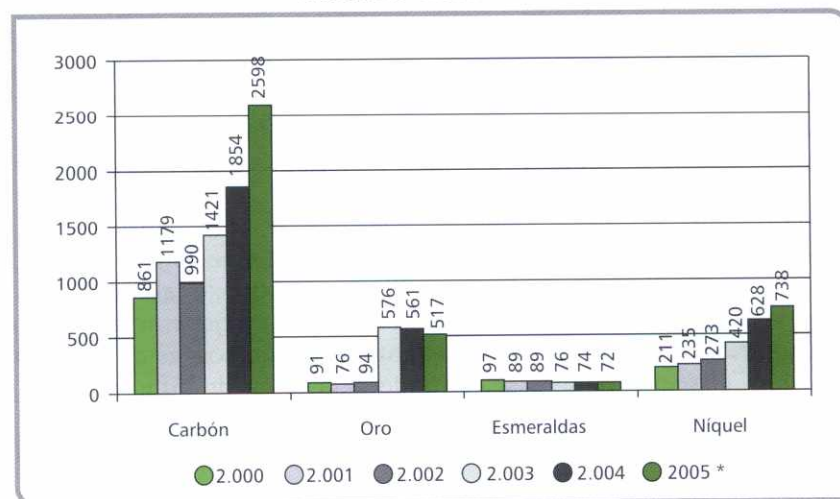
Fuentes: (1): 2000 Minminas, 2001-2003 Minercol, 2004 Ingeominas (2): IFI Concesión Salinas. (3): ICPC

(4): Miner S.A. (5): Acerías Paz del Río. (6): Cerromatoso S.A.

* Factor de conversión de libras a toneladas: 1 lb. = 453.6 gr.

Según se observa en la tabla anterior, el volumen de la producción de carbón creció en el último año un 10% y el del ferroníquel el 8,1% y minerales como el hierro, el cobre y los metales preciosos registraron leves descensos en su producción.

VALOR DE LAS PRINCIPALES EXPORTACIONES MINERAS 2000 - 2005



Por otra parte, las exportaciones de productos mineros registradas durante el 2005 ascendieron a US\$3.935 millones, presentando un crecimiento cercano al 26% con respecto a las del 2004 y un crecimiento promedio del 28% para el periodo 2002 - 2005.

El mineral más representativo del sector minero, el carbón, registró un crecimiento entre el 2004 y el 2005 del 40%, constituyéndose en el segundo renglón de exportaciones del país, superado únicamente por los hidrocarburos que alcanzaron los US\$5.559 millones.

En cuanto al ferróniquel se puede apreciar un crecimiento en sus exportaciones del 2005 en relación con el 2004 del 17,5%, esto explicado en parte por la evolución de los precios internacionales y el afianzamiento en la línea de transformación de la planta de Cerromatoso.

Las exportaciones de oro, aunque se redujeron en un 8% con respecto al 2004, registraron el tercer nivel histórico más alto de la década, con una participación del 2,4% de las exportaciones totales nacionales, alcanzando una cifra cercana a los US\$520 millones gracias a la favorable variación de los precios internacionales.

2.2 COMPETITIVIDAD DEL SECTOR PARA ATRAER INVERSIONES

Repasando el comportamiento del flujo de inversión extranjera para minería, se encuentra que en la década de los noventa América Latina se convirtió en la región del mundo que mayores inversiones captó para la exploración y explotación de oro, y que muy pocas llegaron a Colombia. Esta tendencia, que se mantuvo hasta 1997, contribuyó a que la participación de la región latinoamericana en la producción mundial aurífera pasara de 10% en 1993 a 15% en 2002¹.

INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN COLOMBIA MILLONES DE DÓLARES						
SECTOR	2000	2001	2002	2003	2004p	2005p
Minería	507	524	466	627	1.246	1.981
Petróleo	-384	521	449	278	528	1.237
Otros sectores	2.272	1.480	1.224	852	1.343	6.973
Total	2.395	2.525	2.139	1.758	3.117	10.192
Inv. Minas / Inv.Extr.	21,1%	20,7%	21,8%	35,7%	40,0%	19,4%
Total						

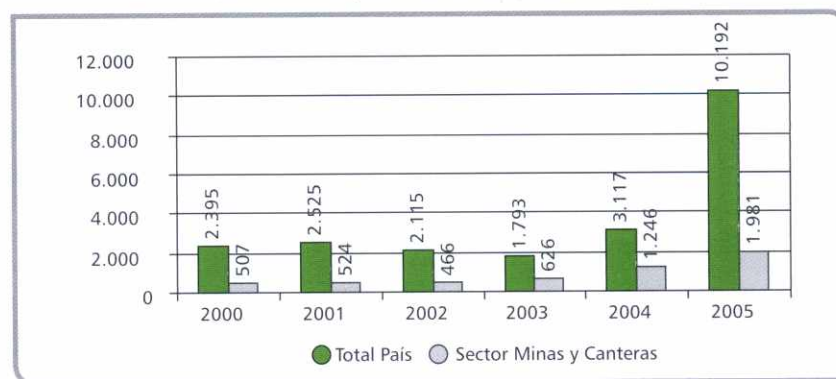
Fuente: Banco de la República – Subgerencia de Estudios Económicos

Sólo a partir del 2002 empezó a manifestarse un gran interés por la contratación de áreas para exploración y explotación de oro en Colombia. Este hecho parece coincidir tanto con el inicio de un periodo de incrementos en el precio internacional de este metal, como con la realización de importantes cambios en la normatividad e institucionalidad del sector. Esta última circunstancia puede haber sido percibida por los inversionistas como indicativa de mayor estabilidad y transparencia en las reglas de juego.

Inmersos en la política nacional de ser Colombia un país abierto a la inversión extranjera en todos los sectores de la economía, y atendiendo aspectos básicos como la creación de un ambiente de negocio más atractivo para la inversión, la modernización del marco institucional responsable de incentivar y promover la inversión, la unificación de la normatividad vigente para generar un entorno jurídico estable y transparente, la generación de estímulos y el adelanto de esfuerzos sistemáticos y permanentes de promoción a la inversión, el sector minero se ha dado a la tarea de aumentar los montos de dicha inversión, lo cual se ha traducido en crecimientos sostenidos del 2003 al 2005. Para el último año la inversión tuvo un crecimiento del 19,4% con respecto a la del año 2004 y un crecimiento para el periodo 2002 – 2005, del 31,3%.

¹ Ruiz Caro, Situación y tendencias de la minería aurífera y del mercado internacional del oro, Publicación CEPAL, Serie recursos naturales e infraestructura, Santiago de Chile, 2004.

FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN COLOMBIA 1/ - MILLONES DE DÓLARES



Sin desconocer el efecto benéfico que se ha derivado del moderno marco normativo establecido por el Código de Minas que rige desde el año 2001, muchos analistas opinan que al comparar el comportamiento en el país de diferentes factores de competitividad con el que estos muestran en los países latinoamericanos exitosos en minería, se pone de presente que en Colombia aún existen barreras para la captación de inversión minera. Infortunadamente, algunas de las posibles barreras, quizás las más complejas, se encuentran por fuera del alcance directo del Ministerio de Minas y Energía: altos niveles comparativos de violencia e impunidad, bajos niveles comparativos de infraestructura física, alto costo tributario total, difícil financiación de actividades mineras².

2.3 APOORTE DE LA MINERÍA A LA ECONOMÍA NACIONAL

La economía colombiana creció durante el 2005 en un 5,21%, la cifra más alta de los últimos 10 años, como resultado de la evolución positiva que mostraron la mayoría de los sectores económicos, en especial el sector de la construcción que creció al 12,57% y el de comercio y hoteles con el 9,21%. El sector minero incluyendo hidrocarburos presentó un crecimiento del 3,04% y con una contribución al PIB total de 4,68%, lo cual evidencia también el buen desempeño demostrado por los productos mineros.

A nivel de ramas minerales se observan en la tabla siguiente crecimientos en los sectores de hulla y lignito del 7,46% y en otros minerales no metálicos del 11,89%, lo anterior como consecuencia del incremento de los minerales utilizados en la industria de la construcción.

Por el contrario, la rama de "minerales metálicos" registró una caída del PIB del 2,94%, a raíz de la disminución de la producción de metales preciosos, principalmente el oro, el cobre y el mineral de hierro y un leve crecimiento de la producción de ferromanganeso (8,1%).

² UPME, Competitividad del Sector Minero Colombiano, Informe de consultoría, 2002

PRODUCTO INTERNO BRUTO POR RAMAS MINERALES MILLONES DE PESOS CONSTANTES DE 1994						
AÑO	2000	2001	2002p	2003p	2004p	2005p
Hulla y lignito; turba	683.096	774.035	648.599	982.126	1.136.411	1.221.134
Minerales metálicos	349.440	380.061	476.072	732.150	687.905	667.649
Otros minerales no metálicos	381.519	381.064	434.484	461.936	492.642	551.236
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	2.238.878	1.894.690	1.853.380	1.703.847	1.680.585	1.679.169
PIB Minas e Hidrocarburos	3.652.933	3.429.850	3.412.535	3.880.059	3.997.543	4.119.188
Crecimiento %	-10,28	-6,11	0,50	13,70	3,03	3,04
PIB Minas sin Hidrocarburos	1.414.055	1.535.160	1.559.155	2.176.212	2.316.958	2.440.019
Crecimiento %	8,09	8,56	1,56	39,58	6,47	5,31

Fuente: Dane, (p = provisional).

PARTICIPACIÓN DEL SECTOR MINERO EN EL PIB (\$ DE 1994, MILES DE MILLONES)						
AÑO	2000	2001	2002	2003p	2004p	2005p
PIB TOTAL	74.364	75.458	76.917	79.884	83.700	87.990
PIB Minas e Hidrocarburos	3.653	3.430	3.413	3.880	3.998	4.119
Participación del PIB de minas e hidrocarburos (% del PIB Total)	4,9	4,5	4,4	4,9	4,8	4,7
PIB Minas sin Hidrocarburos	1.414	1.535	1.559	2.176	2.317	2.440
Participación del PIB de minas sin hidrocarburos (% PIB Total)	1,9	2,0	2,0	2,7	2,8	2,8

Fuente: DANE - Cuentas Nacionales (p = provisional)

2.4 REGALÍAS Y CONTRAPRESTACIONES

El monto de las regalías y compensaciones recaudadas por la explotación de carbón, níquel, metales preciosos, esmeraldas y otros minerales durante la vigencia 2004 ascendió a un valor de \$486.736 millones, y en el 2005 a \$622.186 millones, lo que significó un incremento del 27,83%. En el período enero a abril de 2006 asciende a \$216.617 millones. Las regalías y compensaciones correspondientes a estos minerales son recaudadas y distribuidas por INGEOMINAS. Aún no se dispone de la información consolidada del valor de las regalías recaudadas en las alcaldías municipales por concepto de la explotación de materiales de construcción, caliza, roca fosfórica, arcillas, rocas ornamentales, entre otros.

En relación con la generación de regalías por recurso mineral en el año 2005, se encuentra que la explotación de carbón aportó el 75,27% de las regalías y compensaciones; el níquel aportó en el año 2005 el 17,08% y los metales preciosos aportaron en el año 2005 el 6,75%.

INFORME CONSOLIDADO DE REGALIAS			
MINERAL	2003	2004	2005
Carbón	\$ 485.519	\$ 468.328	\$ 387.213
Oro	\$ 39.538	\$ 35.311	\$ 36.036
Impuesto Oro y Plata	\$ 3.441	\$ 3.441	\$ 3.441
Níquel	\$ 1 06.271	\$ 106.271	\$ 99.159
Esmeraldas	\$ 4.955	\$ 3.661	\$ 2.876
Platino	\$ 3.524	\$ 3.147	\$ 3.212
Mineral de Hierro	\$ 1.455	\$ 1.919	\$ 1.347
Plata	\$ 120	\$ 107	\$ 109
Total	\$ 644.823	\$ 622.186	\$ 533.393

Fuente: Subdirección de fiscalización y ordenamiento minero de Ingeominas
Grupo de recaudo y distribución de regalías

INFORME CONSOLIDADO DE REGALÍAS ENERO A ABRIL DE 2006			
OBJETO	CONSOLIDADO 2006		
	RECAUDADO	DISTRIBUIDO	GIRADO
Carbón	207.293.227.908	185.236.384.404	145.151.254.591
Níquel	18.994.633.706	18.994.633.706	25.944.421.766
Metales preciosos	10.317.720.566	9.437.207.182	6.812.401.501
Esmeraldas	2.095.340.682	1.799.521.540	1.737.552.651
Otros minerales	1.676.499.402	1.149.605.304	224.604.727
Total	240.377.422.264	216.617.352.136	179.870.235.236

Fuente: Fiscalización y Ordenamiento Minero

3. EJECUTORIAS Y AVANCES DEL PERIODO 2005 - 2006

3.1 EJECUCIÓN DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO 2002-2006

Los principales avances en la ejecución de las acciones derivadas de las ocho líneas estratégicas del Plan Nacional de Desarrollo Minero 2002-2006, son los siguientes:

3.1.1 LÍNEA 1. FORTALECER LA EXPLORACIÓN BÁSICA DEL TERRITORIO COLOMBIANO (INGEOMINAS)

La siguiente tabla muestra los resultados del último año en el conocimiento y ampliación de la cobertura de potencial de recursos del subsuelo.

RESULTADOS Y CUBRIMIENTO DEL PROGRAMA DE EXPLORACIÓN BÁSICA (META SIGOB - 2005-2006)				
AÑO	ZONA	DETALLE	RESULTADOS	CUBRIMIENTO
2005	Cordillera Occidental	Identificación de anomalías geoquímicas, áreas con alteración y mineralizadas. Cubre parte de los departamentos de Antioquia, Chocó y Risaralda	Mapas geológicos y de sitios de muestreo geoquímico. Mapas con localización de anomalías geoquímicas en las planchas 114 Dabeiba, 144 Tagachi, 164 Quibdó y 204 Puerto Rico.	9.600 km ²
	Serranía de San Lucas	Información geológica con muestreo geoquímico de sedimentos activos, suelos y concentrados de batea en parte de los departamentos de Bolívar, Cesar, Magdalena y Santander	Mapas e Informes Geológicos y mapas de localización sitios de muestreo geoquímico. Planchas 55 El Banco, 64 Barranco de Loba, 85 Simití, y 96 Bocas del Rosario	9.600 km ²
	Sector Centro Terreno Cauca-Romeral. Departamentos de Valle del Cauca y Cauca	Integración de información geológica y geoquímica	Zonas potenciales para exploración detallada de minerales auríferos y metales básicos. Mapas geológicos, ubicación de muestras geoquímicas, puntos de muestreo y áreas con proyectos especiales para exploración.	10.000 km ²
	Oriente Colombiano	Departamentos de Guainía y Vichada con una extensión de 133.172 Km ²	Mapas de información temática estructurados en un SIG: Topografía, Geología, Geofísica Geoquímica, Recursos minerales, y aspectos ambientales.	13.000 km ²
	Cordillera Oriental - Cinturones Esmeraldíferos	Se cubrió el cinturón occidental en el departamento de Boyacá.	Informe con mapa con zonas potenciales para exploración de esmeraldas y mantos de carbón	5.000 km ²
	Otras Zonas diferentes al PNDM	Caldas, Tolima, Valle del Cauca	Documento escrito que contiene mapas de localización de áreas potenciales para esmectitas (arcillas de uso en industria de concentrados animales, perforación de pozos, pinturas y suelos) y recomendaciones para evaluación detallada	2400 km ²
Tot al 2003 - Mayo de 2006				83.126 Km²

Nota: Meta SIGOB asignada a Ingeominas para el período 2002 - 2006: 120.000 Km²
 Avance a 30 de Mayo de 2006: 83.126 Km² Porcentaje de Avance: 69.27%
 Avance proyectado a agosto de 2006: 120000 Km² Porcentaje de Avance: 100%
 Meta proyectada a diciembre de 2006: 145926 Km² Porcentaje de Avance: 121.6%

En el primer semestre del 2006 se avanzó en las fases iniciales de recopilación de información, reconocimiento de campo e interpretación de resultados en 36.000 Km² para cumplir, en el mes de agosto, con la totalidad de la meta SIGOB del cuatrienio.

Aspecto importante en el desarrollo de las actividades es el trabajo realizado dentro del "Plan de exploración de aguas subterráneas", diseñado en el año 2004 y que inició su ejecución en el 2005 en

las zonas definidas como prioritarias que corresponden al Altiplano Nariñense (municipios de Cumbal, Guachucal, Imués, Ipiales, Túquerres) y la región central del departamento de Santander (municipios de Barichara, Cabrera, San Gil y Villanueva). Las labores se desarrollaron interinstitucionalmente con las corporaciones autónomas, las universidades y las gobernaciones. Las zonas seleccionadas se incluyeron en el "Programa de exploración de aguas subterráneas", porque se identificó la necesidad del recurso hídrico para consumo humano y el desarrollo de estas regiones, además de no contar con estudios de evaluación del potencial hidrogeológico.

- **Amenazas Geológicas:**

Vale la pena destacar la gestión realizada por INGEOMINAS en el campo de las amenazas geológicas. A través de los observatorios vulcanológicos con sede en Manizales, Popayán y Pasto, evalúa y hace seguimiento a la actividad volcánica en el país, con el propósito de identificar las áreas expuestas a este tipo de amenaza geológica y dar alertas sobre la actividad de cada volcán en particular.

Se mantuvieron permanentemente equipos de monitoreo sobre ocho volcanes y visitas esporádicas a dos más; adicionalmente se realizó el proceso de adquisición de equipos adicionales que se recibirán en el segundo semestre de 2006 para ampliar la vigilancia permanente a seis volcanes más.

La actividad más destacada se relaciona a con la crisis originada por la reactivación del volcán Galeras desde julio de 2004. El trabajo técnico y científico se ha concentrado en la vigilancia volcánica, el análisis y la valoración de los datos obtenidos en la red de vigilancia, la evaluación de escenarios y pronósticos de acuerdo al conocimiento adquirido. Se cuenta con la consulta y apoyo de expertos extranjeros y servicios geológicos de otros países. El conocimiento de la actividad actual del volcán y de las amenazas del Galeras son la base para dar la asesoría, apoyo y recomendaciones al Sistema Nacional de Prevención y Atención de Desastres. Desde junio de 2004, cuando se inició el proceso eruptivo actual, se presentaron las erupciones de agosto 11 y 12 y noviembre 21 de 2004 y noviembre 24 de 2005 y los cambios de nivel de actividad del volcán en abril y noviembre de 2005 y marzo de 2006.

La Red Sismológica Nacional y la Red Nacional de Acelerógrafos, con 18 y 90 estaciones respectivamente, cubren buena parte de la zona andina colombiana y las costas Atlántica y Pacífica. Los datos obtenidos sirven para evaluar la amenaza sísmica en el territorio colombiano, identificar las zonas en donde se concentran estos eventos sísmicos y estudiar la respuesta de los suelos de las ciudades para estudios de micro zonificación sísmica y reducción de la vulnerabilidad frente a este fenómeno geológico. Con el "Programa de reducción de la vulnerabilidad fiscal del Estado frente a desastres naturales", liderado por el DNP, se apropiaron recursos para la adquisición de equipos y repuestos para actualizar, mejorar y ampliar el cubrimiento de estas redes que son apoyo al Sistema Nacional de Prevención y Atención de Desastres y al ordenamiento territorial. Como parte de los estudios y evaluaciones de amenaza sísmica se concluyó el estudio de "Micro zonificación sísmica de Santiago de Cali", proyecto ejecutado en convenio con el municipio de Cali.

3.1.2 LÍNEA 2. SISTEMA DE INFORMACIÓN MINERA COLOMBIANO

- **Desarrollo del Sistema de Información Minera Colombiano, SIMCO**

Por mandato de la Ley 685 de 2001 y delegado a la UPME por el Ministerio de Minas y Energía, el Sistema de Información Minera Colombiano, SIMCO se encuentra próximo a ser el sistema integrador de toda la información relacionada con el sector minero y que actualmente se encuentra dispersa en diferentes entidades públicas.

Durante el último año y en el marco de la consolidación y sostenibilidad del Sistema, se han desarrollado las siguientes actividades tendientes a mejorar su contenido, funcionalidad e interoperabilidad con otros sistemas:

- a. Implementación de un mecanismo de cargue (ETL) que permite incorporar automáticamente toda la información de comercio exterior (exportaciones e importaciones) que consolida el DANE.
- b. Incorporación de mapas que muestran las reservas de carbón en el año 2004, la calidad de los carbones del país según región, la producción de carbón y metales preciosos por departamento desde 1998 al 2005, y la distribución de regalías en el 2004, los cuales que pueden ser consultados en la dirección <http://www.upme.gov.co/simco/index.aspx>.
- c. Construcción e incorporación de un aplicativo que permite actualmente consultar 200 documentos y normas relevantes del sector.
- d. Inclusión de un módulo mediante el cual se informa sobre la realización de eventos, foros y se publican noticias y boletines.
- e. En el 2005 se inició un proceso de control de la calidad de los datos almacenados en la bodega del sistema, con el objeto de ofrecer a los usuarios información más adecuada y precisa.

Con el objeto de agilizar el flujo de la información hacia el SIMCO, actualmente se está elaborando un documento de políticas de información para del sector, en las cuales se establecen pautas de gestión para los administradores de la información sectorial. Con estas pautas se tendrá una interacción más fluida y basada en protocolos que sean acordes con la normatividad vigente y las características del sistema. Todo lo anterior en un marco de interacción que permita, no sólo administrar mejor la información, sino contar también con los protocolos necesarios que permitan hacer fluir la información hacia el sistema.

- **Catastro Minero Colombiano - CMC**

Después de estudiar sus diferentes necesidades y de haber homologado los procedimientos de trámite con sus diferentes pares, INGEOMINAS hace entrega al país de un Sistema de Información denominado "Catastro Minero Colombiano -CMC". Este es un sistema flexible que fue desarrollado de manera que se pueden parametrizar las necesidades tanto del INGEOMINAS como también de las gobernaciones con delegación minera.

Este nuevo sistema integra todos los componentes relacionadas con la gestión minera, trámite de solicitudes, Registro Minero Nacional y el seguimiento a las obligaciones y términos de los diferentes títulos mineros, estados de trámite, áreas libres, consulta de los expedientes digitales en línea. Uno de los aspectos más importantes de este producto es facilitar la integración y unificación del Catastro Minero Colombiano, el cual está en una base cartográfica que integra todo el país, permitiendo agilizar las gestiones relacionadas con las competencias entre las diferentes entidades con delegación minera, además de centralizar la información en un solo sitio para los diferentes actores del sector minero colombiano.

El Catastro Minero se convertirá en el corto plazo en una herramienta al servicio de la comunidad minera, puesto que los trámites notificados, las actuaciones y modificaciones sobre los expedientes, el vencimiento de las obligaciones técnicas, económicas y jurídicas, las inscripciones en el Registro Minero Nacional serán publicados en la página Web del Catastro Minero Colombiano (www.cmc.gov.co).

La puesta en funcionamiento del sistema implica un funcionamiento en paralelo de los dos sistemas SIAL y CMC, esto con el objeto de verificar un adecuado funcionamiento de la nueva herramienta de gestión, además de ser una recomendación de los entes de control.

Se está trabajando en la migración de la información de las Gobernaciones Delegadas, lo que ha implicado un proceso de normalización de la información proveniente de ellas en sus componentes alfanumérica y geográfica. El proceso de incorporación de las Gobernaciones Delegadas como usuarias

del Catastro Minero será gradual basado en la culminación de la migración, la capacitación en el uso de la herramienta y el que las entidades cuenten con la infraestructura tecnológica requerida.

- **Formato Básico Minero - FBM**

La responsabilidad de automatización del FBM fue entregada a INGEOMINAS y la solución informática se implantará próximamente en la página web del Instituto. La solución automatizada tiene cubrimiento nacional, de tal manera que INGEOMINAS y las Gobernaciones delegadas cuentan con una herramienta que permite que los titulares mineros reporten la información básica sobre la actividad que realizan.

3.1. 3 LÍNEA 3. MEJORAR LA EFICIENCIA DE LA AUTORIDAD MINERA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Durante el primer semestre del 2006, y con base en los lineamientos de política del Consejo Asesor de Política Minera y el Plan Nacional de Desarrollo Minero con visión 2019, el Ministerio formuló y ha comenzado un proceso de socialización de tres (3) políticas:

Política de Promoción del País Minero

Cuyo objetivo inicialmente se ha formulado como "Buscar la mayor captura de valor para el Estado, proveniente del éxito en la actividad minera del país, logrando un equilibrio entre la rentabilidad del inversionista y los beneficios sociales y ambientales para la comunidad"

Los principales procesos que involucra la estrategia son:

- **Investigación e inteligencia de mercados y de inversionistas**

Investigación sobre los inversionistas mineros: investigar a los inversionistas en términos de comportamiento (foco geográfico, tolerancia al riesgo, factores culturales y humanos, etc.) y características (tamaño, origen geográfico, estructura patrimonial, etc.), analizar qué evalúan al momento de invertir de un país y un proyecto. Esto tiene por objetivo segmentarlos y poder desarrollar estrategias de mercadeo y mensajes de promoción diferenciados para cada uno de ellos.

Investigación sobre el mercado de los minerales: qué oferta o qué puede llegar a ofertar Colombia en relación con su potencial geológico, y de los bienes y servicios relacionados con ellos, cuáles son los distritos mineros más competitivos o cuáles pueden llegar a serlo (productividad, infraestructura, etc.), quiénes son los principales compradores, cuál ha sido la evolución de los precios, cuáles son los principales mecanismos y tipos de negociación, etc.

Investigación de Mercados Financieros para los minerales y sus proyectos: qué países han desarrollado los mercados financieros de los minerales y cuáles de los proyectos, cómo se accede a esos mercados, ¿se requieren intermediarios?, ¿qué comisiones se manejan?, ¿podría Colombia llegar a desarrollar algún mercado financiero local específico para el sector?.

Análisis de competitividad de Colombia en relación con el mundo. Estos análisis son especialmente importantes para monitorear permanentemente la situación relativa de Colombia respecto a sus principales competidores (otros países latinoamericanos), y con el fin de que los trámites mineros en general alcancen los mejores estándares.

- **Desarrollo de estrategias de mercadeo y mensajes de promoción:**

Analizados los grupos de inversionistas, haciendo la segmentación adecuada y priorizando los diferentes segmentos de acuerdo a los intereses de posicionamiento de la Colombia Minera, se deben definir las estrategias de mercadeo y mensajes de promoción para cada uno de ellos.

En materia de atracción de inversiones, las actividades de promoción van desde el generar reconocimiento del país (divulgar sus condiciones, normatividad, contactar empresas, suministrar información), hasta el logro de la ejecución de inversiones concretas en Colombia (solicitud de áreas o negociación de proyectos, o capitalización de empresas existentes).

- **Desarrollo de productos**

Proyectos mineros: Son áreas mineras, generalmente contratadas, cuya información geológica, basada en reservas cuantificadas, permite realizar evaluaciones técnicas y económicas para una o varias explotaciones mineras (Banco de Proyectos).

Prospectos mineros: Corresponden a áreas mineras contratadas o sin contratar, cuya información geológica demuestra la existencia de por lo menos un mineral de interés económico y que requiere de mayores estudios para convertirse en proyecto minero.

Áreas mineras de interés: Son zonas, generalmente no contratadas, donde se dispone de estudios geológicos regionales, que permiten inferir áreas con un probable potencial minero.

- **Definición de canales de distribución**

Con el apoyo de embajadas y consulados, y las oficinas de Proexport en el mundo, como aliados naturales para la estrategia. Algunos posibles canales son:

- Página web "Colombia Minera"
- Medios
- Publicidad
- Participación en ferias especializadas
- Correo directos
- Publicaciones
- Visitas
- Misiones de empresarios

- **Promoción, consiste, entre otros aspectos, en:**

- Actualizar la información del "Banco de Proyectos Mineros"
- Enviar "información promocional" del país minero
- Recibir inquietudes, preguntas y comentarios de los interesados
- Preparación de los materiales y agendas para los eventos
- Ejecutar estrategia de "posicionamiento" de la minería, diseñada por el Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo de empresarios mineros

- **Servicio al cliente**

Apoyo a los inversionistas para todo tipo de trámites y diligencias desde la consecución de direcciones, hasta complejos procedimientos en entidades especializadas (Ministerios, CARs, gobernaciones, FP)

- **Agendas gobierno – industria**

Consiste en la coordinación y búsqueda de soluciones a problemas que la industria minera tiene con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, con Ministerio del Interior, con el Ministerio de Defensa, con el Ministerio de Comercio, con el mismo Ministerio de Minas y Energía y sus delegadas, entre otros.

- **Servicio postventa y seguimiento a la inversión**
- **Coordinación y Seguimiento a la Política de Promoción del País Minero**

Política de Mejoramiento de la Productividad y Competitividad

Cuyo objetivo inicialmente se ha formulado como “Eleva el nivel de la productividad y competitividad de las explotaciones mineras tradicionales legales existentes en el país, por lo menos en un 30% durante el siguiente cuatrienio, mediante la definición y puesta en marcha de estrategias que procuren, entre otros aspectos, por la modernización técnica y empresarial de dichas explotaciones, e incrementar y diversificar la presencia de productos mineros en el mercado internacional”.

Los criterios de aplicación de ésta política son:

- Control a la ilegalidad minera
- Énfasis en la asociatividad
- Estado facilitador, promotor y fiscalizador de la actividad minera
- Sinergia y complementariedad entre las entidades del Estado
- Sostenibilidad
- Enfoque en Distritos Mineros

En la siguiente tabla se presentan las variables identificadas como “activas”, y las estrategias a desarrollar frente a cada una de ellas:

VARIABLES ACTIVAS	ESTRATEGIAS
Falta de Planeación Estratégica del Desarrollo	Desarrollo Integral y Sostenible de los Distritos, de acuerdo a aquellos priorizados según su posible competitividad.
Autoridad minera y ambiental que no ejercen adecuada fiscalización.	Política de Administración del Recurso Minero. Estrategia conjunta con MinAmbiente y CARs.
Autoridades locales que no cumplen con las competencias en materia minera (alcaldes, fiscalía, procuraduría, etc.) por desconocimiento, o miedo a los actores armados.	Sensibilización (externalidades positivas vs negativas), formación (competencias mineras), comunicación pedagógica (comunidades y políticos locales), capacitación (fiscalía, procuraduría, contraloría).
Baja o nula competitividad de los mineros por: Falta de capital y acceso al crédito. Falta de conocimiento empresarial Falta de recurso humano técnico y gerencial calificado Falta de tecnología	Identificación y caracterización de las explotaciones. Conformación de formas asociativas a partir de proyectos productivos. Capacitación empresarial. Elaboración de Planes de transferencia de tecnología, planes de negocio y estrategias de financiación. Apoyo de posibles encadenamientos productivos.

Política de Administración del Recurso Minero

Cuyo objetivo inicialmente se ha formulado como "Optimizar los procesos de soporte que la institucionalidad minera requiere para cumplir con las propuestas de valor dirigidas a cada segmento de clientes"

La estrategia que se ha desarrollado consiste en:

- Definir los criterios con los cuales se debe administrar el recurso minero del país, de manera directa o por delegación. Dichos criterios son de carácter técnico, jurídico, económico y administrativo
 - Establecer una estrategia de seguimiento riguroso a las delegaciones
 - Establecer metas parciales, con todas las delegadas, a cada uno de los indicadores establecidos en el seguimiento
 - Unificar criterios con todas las entidades delegadas, y capacitarlos, para lograr "...equipos de trabajo altamente articulados y con conocimiento superior del negocio..."
- **Reglamentación de la Ley 685 de 2001 – Código de Minas**

Durante el período se reglamentó nuevamente el Artículo 227, relacionado con las regalías de los RPP, mediante el Decreto 1631 de mayo de 2006.

Los Artículos en proceso de reglamentación son el 220 y el 255 sobre Plan Padrinos, el cual ha tenido dificultades por la determinación de la propiedad de los activos que llegue a adquirir el padrino, y la dificultad o no de transferirlos realmente.

Otra actividad importante realizada en el último año fue la elaboración de la metodología para la valoración de reservas minerales de Colombia, en cuyo proceso tuvo un papel relevante la UPME. Dicha metodología se adoptó con la Resolución 181783 de 2005.

Se reglamentó además el Artículo 8º de la Ley 756 de 2002 sobre distribución de regalías para yacimientos ubicados en más de un ente territorial, mediante el Decreto reglamentario 3229 de 2003. Durante el último año se han elaborado diversas resoluciones, aplicando la mencionada reglamentación.

- **Seguimiento a las funciones delegadas en Ingeominas y Gobernaciones**

Con el fin de unificar criterios respecto al seguimiento de la función delegada, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Circular 042 del 25 de julio de 2005 "Seguimiento a funciones delegadas", cuyo objetivo general es determinar el grado de eficiencia en el cumplimiento de las funciones delegadas por el Ministerio de Minas y Energía, como Autoridad Minera, a Ingeominas y las Gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar, Norte de Santander, definir los puntos de mejoramiento, y brindar apoyo frente a las dificultades que llegaren a presentarse, el cual contempla:

- Mecanismos de seguimiento
- Análisis de la información y elaboración de informe de retroalimentación
- Lineamientos para el proceso de fiscalización
- Reporte de indicadores y formato estadístico

El Ministerio de Minas y Energía, considerando la importancia que representa para el desarrollo del sector minero la oportuna respuesta del Gobierno en los procesos de contratación y fiscalización minera, ha elaborado unos lineamientos de Política de Administración del Recurso Minero, el cual le permitirá tener criterios técnicos, económicos, jurídicos y administrativos para el otorgamiento de la delegación, evaluación y seguimiento, y reasumir las funciones cuando haya lugar. Este documento se encuentra en proceso de adopción formal.

Actualmente el seguimiento que se adelanta a las delegadas mineras se ejecuta mediante dos formas. Una administrativa que consiste en la evaluación de los informes de gestión – estadístico y el de indicadores de acuerdo con las metas establecidas a comienzo de año entre el Ministerio de Minas y Energía y cada una de las delegadas. Otra que consiste en visitas a las sedes de cada una de las delegadas por parte del Ministerio de Minas y Energía. De estas visitas se elaboran informes con sus respectivas conclusiones y recomendaciones, las cuales se ponen en conocimiento a los interesados.

Del seguimiento realizado durante el año, el Ministerio elabora un informe anual en el cual presenta el estado de cada una de las delegadas, la gestión realizada y las recomendaciones que se deben implementar para una mejor prestación de la función.

Desde julio de 2005, el Ministerio de Minas y Energía revisó e hizo los requerimientos necesarios a los informes bimestrales enviados por las Gobernaciones Delegadas de Antioquia, Boyacá, Bolívar, Caldas, Cesar y Norte de Santander. También se realizaron visitas de seguimiento a las Gobernaciones Delegadas de Antioquia, Boyacá, Bolívar, Caldas, Cesar, Guajira y Norte de Santander y se hicieron recomendaciones para mejorar dicha gestión.

En cuanto al proceso para unificación de criterios, se han organizado diferentes eventos en el último año:

- Entre el primero y el 5 de agosto de 2005 se realizaron dos eventos. El primero de ellos un Conversatorio de carácter jurídico-técnico. El segundo, un taller para unificar procesos y procedimientos.
- El 25 de enero de 2006, se realizó una reunión con las Gobernaciones Delegadas, e INGEOMINAS participó al final del evento. Este ejercicio tuvo como propósito poner en conocimiento de las Delegadas las conclusiones del informe anual sobre seguimiento a delegaciones, y establecer las metas del año en cuanto a contratación y fiscalización.
- Adicionalmente, se ha preparado un documento sobre el Proceso Minero Colombiano, el cual pretende unificar criterios en cuanto a la contratación y la fiscalización mineras.

Igualmente, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180429 del 12 de abril de 2005, la cual modifica parcialmente la Resolución 181145 de 2001, en el sentido de aumentar al 100%, a las gobernaciones delegadas el canon superficiario que liquiden y recauden de los contratos de concesión de la Ley 685 de 2001 y del Decreto 2655 de 1988.

• Expropiaciones

El Ministerio de Minas y Energía ha atendido 29 solicitudes de expropiación de predios, las cuales se relacionan a continuación:

EMPRESA	DEPARTAMENTO	NUMERO SOLICITUDES
Carbones del Cerrejón LLC	La Guajira	26
Cerromatoso S.A.	Córdoba	1
Drummond Ltd.	Cesar	1
Brinsa	Cundinamarca	1

• Declaratoria de Áreas de Reserva Especial

Durante el período, el Ministerio de Minas y Energía ha declarado dos Áreas de Reserva Especial:

- Catatumbo, en Norte de Santander
- Quinchía, en Risaralda

Actualmente la el Ministerio se encuentra realizando la evaluación de una solicitud de declaración de área de reserva especial, ubicada en el Municipio de la Llanada Departamento de Nariño.

Para el 2006 se asignaron por parte del DNP \$734,5 millones con el fin de atender las áreas de reserva especial de Quinchía y Catatumbo. Para el 2007 se solicitaron \$1230,7 millones para atender las solicitudes de áreas de reserva que se declaren en este año.

El Ministerio de Minas y Energía estableció el procedimiento para la declaratoria de dichas áreas, especialmente para definir la manera de hacer la publicidad requerida para que ningún minero quede excluido cuando se elabore el contrato de concesión o se ejecute el proyecto de reconversión.

- **Adopción del Sistema de Auditores Mineros y Ambientales**

Desde el 2004, el INGEOMINAS, con el acompañamiento de este Ministerio, adelanta las gestiones pertinentes y necesarias para cumplir con esta delegación, entre las que se destacan los acercamientos con varias cámaras de comercio, la Superintendencia de Sociedades y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, este último también interesado en adoptar su Manual de Auditorías Ambientales Externas.

- **Zonas Mineras Indígenas y de Negritudes**

En el 2005 se recibieron las siguientes solicitudes de delimitación: Resguardo del Vaupés, Comunidad Tapurucuara, Consejos Comunitarios de Alto Mira y Frontera en Tumaco, Nariño y Alta Guajira, Valle de Parash.

En ese mismo año se delimitaron las siguientes áreas: la zona Minera Indígena en el Resguardo de la María en Valparaíso, Antioquia (en proceso de declaración), las Zonas Mineras de Comunidades Negras de los Consejos Comunitarios de Cocomaua, Unión Panamericana, y Cugucho, Alto Baudó, Chocó, las cuales se encuentran en la actualidad en proceso de declaración.

Durante lo corrido del 2006 se realizó la visita para delimitar una zona minera indígena en el Resguardo de la Alta y media Guajira del Clan Pushaina del Valle de Parash, y se está elaborando el informe de delimitación de dicha Zona.

En el mes de mayo se elaboró por parte de la Dirección de Minas la Resolución de Declaración de Zona Minera Indígena de Puracé, con la exclusión de la parte que se superponía al Parque Natural Nacional de Puracé.

- **Licitación de salinas**

Con el aplazamiento de la licitación en febrero de 2005, se está a la espera del proyecto de ley, el cual tuvo un primer debate en Comisión de Cámara a mediados del año 2005.

- **Seguimiento a IFI - Concesión Salinas y otros temas relacionados**

El Ministerio de Minas y Energía hace seguimiento al tema salinero a través de su participación en el Comité Ejecutivo, con sesiones mensuales. La gestión de los últimos años ha recuperado ostensiblemente los indicadores financieros de la empresa. La siguiente tabla muestra dichos resultados:

ÍTEM DE COMPARACIÓN	2002	2005	VARIACIÓN
Ventas (Volumen en Ton)	455.230	617.261	36%
Comportamiento de Caja(millones de pesos)	763	16.463	2.054%
Importaciones de sal. (tons.)	197.412	51.037	74%
Exportaciones de Sal (tons.)	44.025	82.472	87%

Fuente: IFI-Concesión Salinas, informe Director

En relación con las utilidades operacionales, la empresa se pasó de \$16.186 millones en pérdidas en el 2001, a \$18.237 millones de utilidades agregadas desde el año 2002 hasta el 2005.

En términos generales, durante el cuatrienio, IFI - Concesión de Salinas logró crecimiento en ventas, volumen y rentabilidad operacional, además de la generación de recursos económicos disponibles para reactivar las inversiones en mantenimiento y recuperación de la infraestructura productiva.

Con el mantenimiento de estructuras operativas austeras y mediante el mejoramiento de los Centros de producción e infraestructura, se logró recuperar el mercado doméstico de sal, en el cual la participación del mercado de sal nacional era 68% en 2002, llegando al 95% en 2005. Igualmente se logró impulsar la industria salinera haciéndola más atractiva y desarrollando nuevos campos de aplicación para la industria en general, a través de la búsqueda y evaluación de oportunidades comerciales potenciales para expandir el suministro de sal a otros mercados en el exterior.

En la actualidad IFI - Concesión de Salinas sigue desempeñando su papel de administrador de los mencionados centros de producción salina con el firme propósito de conservar la trazada dinámica de efectividad demostrada hasta el momento.

- **Salinas marítimas de Manaure – SAMA**

Como acción directa de seguimiento a lo que se consigna como obligaciones para las partes intervinientes, y en especial para este Ministerio, a la fecha se espera que SAMA LTDA. contrate, vía licitación, el operador privado que se encargará de la explotación de las referidas salinas. Sobre este particular IFI - Concesión de Salinas ha ofrecido su apoyo materializado en la elaboración de los respectivos pliegos de condiciones y la entrega por parte de la Banca de Inversión del informe de valoración de las salinas marítimas de Manaure.

Mientras se de estricto cumplimiento a lo pactado para las partes en la escritura que dio origen a SAMA, IFI-Concesión de Salinas continuará con la administración del centro de producción salina de Manaure.

INGEOMINAS

- **Simplificación y reducción del tiempo de trámites y procedimientos**

En el 2005 se adelantó el programa de descongestión por parte de la Subdirección de Contratación y Titulación Minera, lo cual repercutió en que los tiempos de respuesta fueran disminuidos, aumentando la gestión de acuerdo en lo realizado en el año 2004 en un 192%. Lo anterior significó que la labor de atención al minero se incrementara de manera significativa, al atender desde la instalación del digiturno (febrero de 2005) 43.703 personas distribuidas como se muestra en la siguiente tabla:

TIPO DE CONSULTA	USUARIOS ATENDIDOS
Asesoría jurídica	9699
Asesoría técnica	12138
Préstamo de expedientes	16164
Correspondencia y facturación	5702

De igual manera, la página web de la Entidad fue alimentada con diversas notificaciones que son producto de los actos administrativos expedidos.

Teniendo en cuenta que los profesionales de la Subdirección de Contratación y Titulación minera son altamente calificados, se adquirió el compromiso de tramitar los expedientes radicados en el año 2006 en un tiempo máximo de 30 días.

• Administración del recurso minero

Con el fin de brindar mejor servicio a los usuarios mineros, está en marcha el proceso de escaneo de los expedientes mineros. A la fecha se han transformado en medios electrónicos aproximadamente 500,000 folios y se espera en el último trimestre de este año brindar el servicio de consulta web de la totalidad de los folios para que puedan ser consultados públicamente.

Las metas a corto plazo del Servicio Minero de INGEOMINAS apuntan a poner a disposición del público por medios electrónicos y de ágil consulta el Registro Minero Nacional y el Catastro Minero Colombiano actualizados, así como los trámites requeridos para acceder y mantener vigente un título minero, a fin de reducir los tiempos de respuesta de las actuaciones como Autoridad Minera. Consecuente con lo anterior adelanta las siguientes actividades:

- Implementación de modelo de atención a los usuarios del servicio de atención e información al minero prestado por un grupo de profesionales
- Instalación de un sistema de turnos en el proceso de atención al minero
- Conversión de los expedientes mineros en documentos digitales con el fin de poder ser consultados, utilizando medios electrónicos, vía Internet transformado aproximadamente 500,000 folios

Uno de los elementos básicos de la gestión minera es la transparencia. En este sentido y buscando comunicar las actuaciones que se realizan, INGEOMINAS tomó la decisión de publicar en su página web las anotaciones del Registro Minero Nacional y los edictos de las diversas actuaciones mineras.

• Contratación minera

En el registro Minero Nacional se encuentran inscritos 5.651 títulos mineros, de los cuales INGEOMINAS administra 3.487, que se discriminan por mineral así: 699 de carbón, 181 de metales preciosos, 1.169 de materiales de construcción, 289 de esmeraldas, 319 de arcillas, 159 de calizas y 671 de otros minerales.

Durante el período comprendido entre el 30 de junio de 2004 y el 30 de abril de 2006, este Instituto suscribió 859 contratos de concesión bajo el régimen de la actual legislación minera, cuya cantidad por tipo de mineral se relaciona a continuación.

CONTRATOS DE CONCESIÓN SUSCRITOS POR INGEOMINAS ENTRE 07/04 – 04/06	
TIPO DE MATERIAL	CANTIDAD
Materiales de Construcción	165
Carbón	306
Metales preciosos	36
Caliza	39
Arcilla	30
Esmeralda	123
Otros materiales	160
Total	859

Fuente: subdirección de Contratación y Titulación Minera - Ingeominas

En cuanto a los contratos de concesión registrados desde el momento en que a INGEOMINAS le fueron delegadas las funciones mineras, se puede mostrar el siguiente avance:

AÑO	2004	2005	2006 *
Contratos Registrados	84	554	221
Total	859		

Nota *: los datos de 2006 se encuentran consolidados a 30 de abril de 2006

- **Áreas con inversión del Estado**

Actualmente existen ocho áreas con inversión del Estado, las cuales tuvieron dificultades especialmente con respecto a la superposición con otros títulos mineros y con reservas forestales, sin embargo hasta finales del 2005 INGEOMINAS obtuvo los conceptos de las autoridades competentes para definir la situación jurídica de estas áreas. Debido a la experiencia que Minercol Ltda tuvo con las licitaciones, INGEOMINAS replanteó los estudios técnico - económicos de cada área, con el fin de que los procesos licitatorios lleguen a buen curso y los proyectos mineros se lleven a cabo. En esa medida los estudios económicos de cada área fueron aprobados por el Consejo Directivo de INGEOMINAS y se encuentran a la espera de la aprobación por parte del Ministerio de Minas.

- **Seguimiento y fiscalización**

Durante el 2005 se actualizaron 3.224 títulos vigentes, lo que corresponde al 88% de los expedientes que administra la Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero de INGEOMINAS. Entre enero y mayo de 2006 se han actualizado 2.612 expedientes correspondientes al 70%. Además, INGEOMINAS realizó 1.429 visitas técnicas a los títulos mineros durante 2005 y 593 de enero a mayo de 2006.

SEGUIMIENTO Y CONTROL A TÍTULOS MINEROS ADMINISTRADOS POR INGEOMINAS- 2005				
GRUPOS DE TRABAJO	NÚMERO DE EXPEDIENTES			VISITAS TÉCNICAS
	TOTAL	ACTUALIZADOS	%	
Nobsa	725	561	77%	287
Cali	543	395	73%	182
Medellín	100	100	100%	63
Cúcuta	154	142	92%	129
Bucaramanga	311	303	97%	172
Ibagué	640	556	87%	169
Valledupar	92	92	100%	107
Sede central	1.085	1.075	99%	320
Total	3.650	3.224	88%	1.429

Período de referencia: Enero- Diciembre de 2005
Fuente: Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero - Ingeominas

SEGUIMIENTO Y CONTROL A TÍTULOS MINEROS ADMINISTRADOS POR INGEOMINAS ENERO MAYO 2006				
GRUPOS DE TRABAJO	NÚMERO DE EXPEDIENTES			VISITAS TÉCNICAS
	TOTAL	ACTUALIZADOS	%	
Nobsa	725	411	57%	90
Cali	436	372	85%	58
Medellín	100	100	100%	10
Cúcuta	202	180	89%	39
Bucaramanga	461	365	79%	49
Ibagué	640	420	66%	113
Valledupar	92	92	100%	27
Sede central	1.085	672	62%	207
Total	3.741	2.612	70%	593

Período de referencia: enero- mayo de 2006

Fuente: Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero – INGEOMINAS

- **Seguimiento a proyectos mineros de interés nacional**

El INGEOMINAS hace seguimiento a 19 proyectos mineros de mediana y gran escala, a los cuales durante 2004, 2005 y lo corrido de 2006, se les realizó el seguimiento técnico, jurídico y económico, conforme con las obligaciones contractuales establecidas. Un resumen de los que se encuentran en explotación se indica a continuación:

PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL

DEPARTAMENTO (MINERAL)	PROYECTO	PRODUCCIÓN (MILES DE TON)	
		AÑO 2004	AÑO 2005
Guajira (carbón)	Cerrejón Zona Norte	14.674,0	18.423,3
	Consorcio Cerrejón - Área Patilla	5.903,7	4.881,2
	Carbones Colombianos -Cerrejón La comunidad	630,0	853,0
	Carbones del Cerrejón - Área La Comunidad	2.307,0	1.777,2
	Carbones del Cerrejón - Área Oreganal	1.180,9	1.002,8
	Total Guajira	24.695,6	26.937,5
Cesar (carbón)	Drummond Ltd - Área La Loma	20.655,3	22.134,6
	Drummond Ltd - Área Cerro Largo Centro	32,9	0
	Carboandes S.A.	394,3	684,6
	Carbones de la Jagua S.A.	2.366,0	1.836,1
	Carbones del Cesar S.A.	0	748,0
	Consorcio Minero Unido S.A.	1.070,9	1.349,0
	C.I. Prodeco S.A.	612,2	1.512,9
	Norcarbón S.A. - Área Cerro Largo Norte	111,7	198,3
	Total cesar	25.243,3	28.463,5
Cordoba (níquel)	Cerromatoso S.A.	107.624.277,0 libras	116.291.841,0 libras

Cifras de información para pago de Regalías

Las acciones y resultados más relevantes en relación con estos proyectos fueron los siguientes:

- **Establecimiento del precio FOB de referencia para el contrato de asociación con la empresa Carbones del Cerrejón LLC**

Con la designación de INGEOMINAS como autoridad minera delegada, esta entidad asume la función de establecer un Precio de Referencia luego de que se extinguiera la referencia de Carbocol para su cálculo.

La comisión negociadora compuesta por Cerrejón e INGEOMINAS inició formalmente negociaciones el 31 de mayo de 2005, para lo cual el Instituto contrató la asesoría de la firma McCloskey. La negociación se fundamentó en que el precio base para la liquidación de regalías a cargo de Cerrejón en el Contrato de Asociación debe reflejar los precios del carbón colombiano en el mercado internacional, para lo cual resulta conveniente utilizar en dicha liquidación un índice internacionalmente reconocido, que desvincule el pago de las regalías de la gestión del titular minero. Para ello, las partes acordaron que el valor del carbón de regalías será el equivalente a un precio de referencia determinado según fórmula.

El 14 de septiembre de 2005 INGEOMINAS y Cerrejón LLC suscribieron el acuerdo de modificación al contrato de asociación que determina el nuevo precio FOB de referencia para la liquidación de las regalías del carbón procedente del proyecto Cerrejón Zona Norte, a cargo de Cerrejón LLC. La fijación de este precio generó un pago retroactivo por parte de Cerrejón a INGEOMINAS de US\$7,5 millones, los cuales fueron distribuidos a los entes territoriales conforme con lo dispuesto en la Ley 141 de 1994.

- **Convenio para el uso de la infraestructura de transporte y embarque del Complejo Cerrejón**

En septiembre 14 de 2005 el INGEOMINAS suscribió con las empresas Carbones del Cerrejón LLC y Cerrejón Zona Norte S.A el Convenio de Uso de la Infraestructura que regulará el tema del acceso a la infraestructura férrea y portuaria de Cerrejón Zona Norte por parte de Cerrejón Central, Oreganal y Cerrejón Sur.

En este Convenio se regula el pago que deberá hacer Cerrejón al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por cualquier transporte y embarque utilizando la infraestructura férrea y portuaria de Cerrejón Zona Norte, por encima de 10 MTA y hasta 18 MTA proveniente de Cerrejón Central, Oreganal y Cerrejón Sur, el cual podría generar el pago de US\$11,22 por tonelada.

- **Uso integrado de la infraestructura Minera del complejo carbonífero del Cerrejón**

En aplicación de lo previsto en el artículo 104 del Código de Minas, para la integración de operaciones en marzo de 2005 se suscribió un acuerdo con el objeto de regular el uso integrado y común de la infraestructura minera para la construcción, montaje y explotación de las áreas mineras de Zona Norte, Patilla, La Comunidad del Cerrejón y Oreganal; con el cual se optimiza el uso de los equipos, plantas, instalaciones e infraestructura de soporte.

- **Proceso de negociación precio FOB de referencia contrato 078-88 con Drummond Ltd**

El 30 de junio de 2005 se inició formalmente la negociación entre el Instituto y la empresa DRUMMOND LTD, sobre el precio FOB en boca de mina para el contrato 078-88, con fundamento en que la liquidación y el pago de las regalías deben reflejar los precios del carbón colombiano en el mercado internacional, para lo cual resulta conveniente utilizar en dicha liquidación un índice internacionalmente reconocido, que desvincule el pago de las regalías de la gestión del titular minero. Dentro del proceso de negociación se han analizado varias propuestas sin llegar a un acuerdo al respecto. En el momento se está revisando una nueva propuesta formulada por Drummond Ltd., y se está a la espera del suministro de la información de soporte.

- **Negociación de monto deducible para volúmenes de carbón superiores a 20 millones de toneladas**

Para evaluar la propuesta de Drummond Ltd. se contrató a BEHRE DOLBEAR. Los resultados de la evaluación fueron comunicados a la compañía, donde se acepta la propuesta presentada por ellos, exceptuando el cálculo de la depreciación. Se espera la conformidad de Drummond Ltd. para efectuar la modificación contractual correspondiente. El monto deducible se resta del precio FOB de referencia para el cálculo de las regalías.

- **Cartera Morosa**

A fin de recuperar la cartera morosa por contraprestaciones económicas por la explotación de esmeraldas, INGEOMINAS realizó un inventario de los contratos que reportaban deudas identificándose un total de 56 contratos. Estos contratos fueron suscritos por Mineralco S.A., dentro de las áreas de los extinguidos Aportes No. 1226 y 1228 ubicados en los Departamentos de Boyacá y Cundinamarca.

A través del Convenio 120 de 2004, Minercol Ltda. en Liquidación entregó al INGEOMINAS, una cartera que ascendía a la suma de \$46.504.629.850. Dicha cartera fue incorporada en los estados financieros del INGEOMINAS del 2005. En la vigencia 2006 quedó depurada y registrada en los estados financieros con corte a marzo de 2006, por la suma de \$41.143.794.850, mostrando una gestión financiera del 89%. La diferencia corresponde a 5 títulos que se encuentran en proceso de depuración.

Sobre la cuenta del efectivo se resalta la gestión administrativa de la depuración de partidas conciliatorias del 2003, 2004, 2005 y 2006 en un porcentaje aproximado del 95%.

- **Salvamento minero:**

Se orienta fundamentalmente al cumplimiento de las acciones de atención de emergencias y de salvamento que se sucedan en las minas activas del territorio nacional; de igual forma, a la capacitación de personal y disponibilidad de infraestructura y equipos para la atención de las emergencias que se sucedan.

Para el cumplimiento de la función delegada, el INGEOMINAS identificó cuatro frentes de acción alrededor de los cuales elaboró el Plan Operativo de Salvamento Minero, ellos son: equipos, sedes, atención de emergencias y capacitación. Los principales logros para cada frente se resumen a continuación:

Equipos: cada una de las 6 estaciones de salvamento minero cuenta en la actualidad con equipos para dar una respuesta oportuna. Entre 2004 y lo corrido de 2006 se han invertido \$1.171,1 millones en la compra de equipos de primeros auxilios, detectores de gases, herramientas básicas e insumos y repuestos.

Sedes: el INGEOMINAS ha completado la primera fase para la adecuación de cada una de las sedes para el Salvamento Minero; en la actualidad las estaciones Nobsa (Boyacá), Ubate (Cundinamarca), Jamundí (Valle del Cauca) y Amagá (Antioquia) cuentan con sedes terminadas. Durante el 2006 se terminarán las adecuaciones y puntos de apoyo de La Jagua de Ibirico (Cesar), Cúcuta (Norte de Santander), Bucaramanga (Santander), Pasto (Nariño). Se adelantan gestiones para reactivar dos nuevos puntos de apoyo al salvamento minero en Samacá (Boyacá) y Marmato (Caldas)

Atención de emergencias: Se atendieron el 100% de las emergencias reportadas, las cuales se resumen en el cuadro siguiente:

DEPARTAMENTO	EMERGENCIAS ATENDIDAS 2005	EMERGENCIAS ATENDIDAS 2006
Boyacá	15	2
Valle del Cauca	8	
Cundinamarca	8	2
Antioquia	7	2
Norte de Santander	2	7
Total	40	13

Capacitación: Con el propósito de velar por el desarrollo y mejoramiento de la seguridad minera en el país, se suscribió un convenio con el SENA con el objeto de capacitar al personal de las diferentes zonas mineras en tema de prevención y salvamento minero.

- **Seguridad e Higiene Minera**

Se viene trabajando en el Proyecto de Decreto de Seguridad e Higiene Minera en Labores Subterráneas (Revisión Decreto 1335 de 1987) al interior del Comité Nacional de Salud Ocupacional CONASO, mediante un trabajo conjunto de los Ministerios de Minas y Energía y de Protección Social, INGEOMINAS, Asocarbón Cúcuta, ARP del Seguro Social y el SENA. A la fecha se finalizó la revisión y se tiene una primera versión que será sometida a revisión técnica y luego jurídica en cada una de las entidades participantes para ser oficializado.

Actualmente el Comité se encuentra revisando y actualizando el Decreto 2222 de 1993, Reglamento de Higiene y Seguridad Minera en Labores a Cielo Abierto, el objetivo principal es tenerlo revisado y actualizado para antes de finalizado el presente año.

- **Promoción minera:**

INGEOMINAS, continuando con la ejecución de 49 proyectos de promoción minera cedidos por Minercol Ltda en Liquidación, ha venido adelantando todas las acciones conducentes al desarrollo y cumplimiento de los objetivos de cada uno de los proyectos de promoción recibidos. Se ha ejecutado presupuestalmente la suma aproximada de \$8.140 millones (de \$12.000 millones entregados). De esta manera, como resultados más relevantes se anotan:

- Culminación de siete proyectos de promoción
- Conclusión de las obras de reconstrucción y mejoras de la vía Troncal del Carbón Guachetá-Samacá
- Construcción del edificio para la administración, caseta de báscula y talleres y laboratorio en el Centro de Desarrollo Minero de El Rabanal Guachetá
- Adquisición de una planta de lavado de carbón con capacidad de 75 toneladas por hora para este mismo Centro
- Adecuación y puesta en marcha del Centro de Acopio en Paipa Vereda El Volcán
- Diseño de un Centro de Desarrollo Minero (Acopio) en la Provincia de Valderrama Municipio de Socha
- Aplicación de planes de acción en sensibilización, educación y recreación, salud y nutrición y proyectos productivos en los Municipios de Andes, Marmato, Tolviejo, San Pablo de Borbur, Maripí, Tópaga y Paipa, en el marco del proyecto para la prevención y erradicación del trabajo infantil en la minería artesanal colombiana
- Implementación, a través de cinco proyectos de promoción, del programa de Legalización de Minería de Hecho en nueve departamentos del país.
- Organización de 18 empresas de economía solidaria en el sector minero en el país.

UPME

- **Estudios para la planeación sectorial**

Compilación de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad minera en Colombia. Es una herramienta de consulta para todos los actores de la industria minera, facilitando a productores e inversionistas el conocimiento y el entendimiento de la regulación que rige en el país. Además esta herramienta apoyó el proceso de compilación adelantado por la Presidencia de la República en relación con las directrices de unificar la normatividad vigente del Estado.

Mercado nacional e internacional del carbón. En este estudio se evaluó la demanda potencial interna y externa de carbón colombiano, generando recomendaciones específicas frente al mercado nacional y mundial enfatizando en las negociaciones comerciales regionales tales como ALCA, Mercosur, TLC, Mercado de la Unión Europea y Mercado Asiático; lo anterior con el fin de obtener información útil para el sector productivo y mejorar las condiciones y acceso de los mercados del carbón colombiano.

Distritos mineros, exportaciones e infraestructura de transporte. En esta publicación se esboza el concepto de distrito minero y se caracterizan las zonas del país que pueden catalogarse como tales. En línea con la tendencia económica mundial que reconoce el papel de las regiones como factores activos y determinante de los procesos de desarrollo, se destacan las potencialidades de varias zonas mineras del país que podrían incidir significativamente en el desarrollo económico y social, tanto a nivel regional como nacional.

Minería, una excelente opción para invertir en Colombia. Este documento se constituye en guía para la inversión minera, puesto que suministra información básica para soportar la toma de decisiones de inversionistas interesados en participar activamente en el desarrollo minero colombiano. Trata aspectos estratégicos de carácter económico, legal, de procedimientos, entre otros, relacionados con el funcionamiento del sector.

Metodología de valoración de reservas mineras. Es un trabajo conjunto de investigación y análisis de la UPME y el Ministerio de Minas y Energía, para diseñar una metodología que permite estimar el valor económico para el Estado de las reservas mineras que han sido concedidas para su explotación. Se utilizaron teorías y se adaptaron mecanismos internacionalmente aceptados, dando como resultado la aplicación del método de valor presente neto teniendo en cuenta las particularidades del negocio minero y de las condiciones de contratación y explotación específicas al caso colombiano. En el desarrollo de la metodología se corrió el modelo para calcular el valor de las reservas de carbón.

Revisión de los reconocimientos de propiedad privada (RPP). Es un estudio técnico - económico realizado para caracterizar los reconocimientos de propiedad privada que le permitan al Ministerio de Minas y Energía determinar el porcentaje de regalías que deberá reglamentarse para estos títulos. La caracterización incluyó temas tales como las condiciones de explotación, los costos de los titulares por la explotación, las inversiones, la carga tributaria, el manejo ambiental y social en las explotaciones entre otros. Además, se analizaron, mediante ejercicios matemáticos, los impactos tanto para los titulares como para el Estado ante un cambio en el nivel de porcentaje de regalías.

Actualización evaluación de competitividad del sector minero y análisis de percepción empresarial. El objetivo de este estudio fue la actualización de la información básica, las conclusiones y las recomendaciones del estudio denominado "Competitividad del sector minero colombiano", elaborado para la UPME en 2001, ampliando y detallando los indicadores utilizados para comparar el marco legal e institucional minero. En esta ocasión se utilizaron los cinco países testigo seleccionados para la comparación en el estudio de 2001 (Argentina, Bolivia, Chile, México y Perú) y se adicionaron dos nuevos: Brasil y Ecuador.

Mecanismos de comercio exterior y estructura de producción de roca fosfórica. Permite conocer la estructura productiva y la dinámica de los mercados de la roca fosfórica, así como las diferentes posibilidades para generar los eslabones de este producto minero en la cadena productiva de los fertilizantes.

Análisis de la estructura productiva y mercado de los metales preciosos (oro y plata). Es una investigación de la estructura productiva y la dinámica de los mercados de los metales preciosos (oro y plata), con numerosos elementos que permiten identificar oportunidades productivas y comerciales.

- **Seguimiento al PNDM 2002 – 2006**

Este seguimiento, realizado conjuntamente entre el Ministerio de Minas y Energía y la UPME, tuvo como propósitos constatar el cumplimiento de sus metas y generar evaluaciones de su gestión que retroalimenten las decisiones de política que formula el Ministerio en relación con el sector minero.

GOBERNACIONES DELEGADAS

La gestión desarrollada durante el cuatrienio por las gobernaciones delegadas en la función de contratación se resume así:

GOBERNACIÓN	CONTRATADAS	ARCHIVADAS
Antioquia	275	221
Bolívar	119	269
Boyacá	55	90
Caldas	28	27
Cesar	15	8
Norte de Santander	14	25

* Fecha de corte: Febrero de 2006

La gestión desarrollada durante el cuatrienio por las gobernaciones delegadas en la función de seguimiento y control, se muestra de manera resumida en la siguiente tabla:

GOBERNACIÓN	NÚMERO DE TÍTULOS VIGENTES	VISITAS TÉCNICAS REALIZADAS	EVALUACIÓN DE INFORMES TÉCNICOS
Antioquia	1.014	860	1.170
Bolívar	219	152	38
Boyacá	512	513	612
Caldas	457	382	158
Cesar	34	192	62
Norte de Santander	178	357	305

* Fecha de corte: Febrero de 2006

MINERCOL EN LIQUIDACIÓN

La liquidación de MINERCOL LTDA tiene dos grandes líneas de acción: la entrega de funciones, bienes, recursos, contratos, cartera y proyectos a INGEOMINAS, y la del proceso de liquidación propiamente dicho. Durante el 2005 y lo corrido del 2006, la ejecución de esas líneas fue la siguiente:

- **Entrega de funciones, bienes, recursos, contratos y proyectos a Ingeominas:**

Cartera: Minercol entregó a INGEOMINAS, a inicios del segundo semestre de 2005, toda la cartera relacionada con esmeraldas, cumpliendo con el protocolo establecido conjuntamente con INGEOMINAS y brindándole a dicho Instituto todas las herramientas para realizar el registro contable correspondientes. De igual forma el 15 de septiembre de 2005 se remitió a INGEOMINAS el acta de entrega de la cartera de los contratos de fosforita, carbón, níquel y caliza, acompañada de las fichas técnicas de cada uno de ellos y las recomendaciones en cada caso particular.

Proyectos: Se entregaron 30 proyectos y 18 convenios de promoción minera a INGEOMINAS con sus respectivos archivos, entre febrero y mayo de 2005. La empresa giró un total \$6.820.584.588, de los cuales \$6.568.229.497 se transfirieron a INGEOMINAS por concepto de proyectos FNR cedidos a ese Instituto y el valor restante de \$252.355.091 al PNUD. De igual forma se ha procedido con la entrega de la documentación y giro de los recursos de los Fondos de Fomento al Carbón y el Fondo de Metales Preciosos por valor de \$4.590.442.414,61 y \$956.192.553, respectivamente.

- **De la liquidación propiamente dicha.**

La realización del activo para cancelar el pasivo, comprende las siguientes tareas: i) inventario patrimonial e inventario físico detallado, ii) determinación del pasivo y iii) realización del activo y pago de obligaciones con terceros, archivos, liquidación de contratos, pasivo pensional y procesos judiciales,

- **Aprobación del inventario de patrimonio social**

Por Resolución 320-004364 del 20 diciembre de 2005, la Superintendencia de Sociedades, luego de dar traslado a los acreedores para que conocieran y objetaran el inventario, impartió su aprobación al Estado Financiero de Inventario del Patrimonio Social, lográndose con ello uno de los principales objetivos de la liquidación. A este acto se llegó luego de realizar el inventario físico detallado de todos los bienes muebles e inmuebles de MINERCOL acompañados de su respectivo avalúo que determinó el precio de realización.

De esta forma se dio cumplimiento tanto a los procedimientos y rituales del Código de Comercio, como a los especiales del Decreto Ley 254 de 2000.

- **Gestiones en el pago de pasivos**

Con base en la aprobación citada del inventario del patrimonio social, Minercol procedió a cancelar la totalidad del pasivo social calificado y graduado en primera clase. Actualmente sólo resta cancelar el pasivo pensional, cuantificado en el cálculo actuarial y el de quinta clase o créditos quirografarios. Conviene señalar que a pesar de ser este último una cifra pequeña (\$266.693.000) no podrá pagarse hasta tanto no se garanticen los recursos que deban trasladarse al FOPEP para el pago del pasivo pensional. De igual forma y hasta tanto no se defina lo relativo a ese pasivo pensional, no podrá calificarse ni pagarse el denominado Pasivo Cierto No Reclamado (estimado en la suma de \$96.448.000). Cabe anotar que en diciembre de 2005, previa designación de un liquidador ad-hoc, se pagó el pasivo no laboral de mayor valor, cuyo beneficiario fue el Ministerio de Hacienda como sucesor de los derechos de CARBOCOL S.A.

- **Gestiones para la realización de activos**

Durante el 2005 Minercol inventarió y avaluó la totalidad de los bienes muebles e inmuebles que forman parte de la masa de la liquidación, cumplió con los trámites de ofrecimiento a las entidades públicas ordenados por las normas vigentes, y ofreció en venta, a través del sistema de remate, aquellos considerados como no necesarios dentro del desarrollo del proceso liquidatorio. A la fecha restan por enajenar sólo los bienes inmuebles, unas inversiones muy pequeñas y la cartera del Fondo

Único de Bienestar. Sobre esta última actualmente se adelanta proceso de licitación pública para su venta, en tanto que sobre la segunda se adelanta el trámite que ordena la ley para este tipo de activos.

- **Conservación y fidelidad de los archivos de la entidad**

Este tema es de los más trascendentes y complejos pues hace relación a cinco fondos acumulados; estos son Ecominas, Mineralco, Ecocarbón, Minercol y Banco de la República, más el Expediente de la Liquidación. Se adelanta directamente, con el apoyo del Ministerio de Minas, y tiene destinado el 50% del personal que actualmente labora en la liquidación. El proceso de organización y depuración se estima finalizar en el mes de septiembre de 2006, luego de lo cual se entregará al Ministerio de Minas y Energía para su custodia y administración. INGEOMINAS, como actual administrador del Fondo de Fomento al Carbón y Metales Preciosos, recibió a finales de mayo de 2006 los archivos correspondientes.

- **Gestión para la recuperación de cartera**

En virtud de lo dispuesto en el Decreto 254 de 2004, los expedientes mineros fueron subrogados a INGEOMINAS junto con la cartera respectiva, salvo la que tenía una reclamación en curso al 28 de enero de 2004, supuesto dentro del cual se encuentran los casos Drummond, Acerías Paz del Río y Carboandes. Minercol e INGEOMINAS demandaron conjuntamente a Drummond ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá, por más de US\$22.000.000, para exigir el pago de las regalías adeudadas en el Contrato 078 de 1988. Minercol asumió los gastos del proceso y los honorarios del abogado. El proceso se encuentra en etapa probatoria.

- **Pasivos pensionales**

Minercol tiene a su cargo tanto el régimen y pasivo pensional propios, como aquel compuesto por las obligaciones asumidas de sus predecesoras (Ecominas, Mineralco y Ecocarbón). La liquidación adelanta hasta la fecha las actividades inherentes al traslado del pasivo pensional tomando como punto de referencia tres actividades básicas a saber: elaboración del cálculo actuarial para aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público; traslado pago de pensiones (nomina pensionados) y traslado reconocimientos pensionales, cuyo avance a 31 de diciembre de 2005 es el siguiente:

Calculo Actuarial: El estudio con corte a 31 de diciembre de 2004 se encuentra en la Dirección correspondiente del Ministerio de Hacienda desde el mes de julio de 2005. Un nuevo estudio con fecha de corte 31 de diciembre de 2005 se remitió nuevamente a ese despacho. De otra parte se implemento PASIVOCOL

Entrega Pago Nómina de Pensionados: La Entidad ha elaborado los archivos planos y bases de datos de conformidad con los requerimientos efectuados por el FOPEP. De igual forma y para el traslado de reconocimientos pensionales, Minercol Ltda.. cuenta con las historias laborales organizadas en los términos del AGN, a la expectativa de definición de la entidad receptora.

Los mayores inconvenientes son la insuficiencia de recursos para garantizar el pasivo pensional, puesto que los activos de las entidad no alcanzan para cubrir el mismo, y la falta de definición sobre la entidad receptora de reconocimientos pensionales, historias laborales y archivos puesto que CAJANAL tiene orden del Ministerio de Hacienda para no asumir esas funciones.

- **Procesos judiciales y demás reclamaciones en curso**

Procesos Especiales de Levantamiento de Fuero Sindical y Autorización de Despido: De los 90 procesos iniciados en marzo de 2004, actualmente están activos cuarenta y nueve (49), de los cuales 45 se encuentran en el trámite de la primera instancia y 4 en el Tribunal. Han terminado, por sentencia o por desistimiento conjunto derivado de conciliación, 41 procesos de los cuales solamente 1 finalizó con sentencia desfavorable. De otra parte existen 113 procesos ordinarios laborales.

- **Procesos de Naturaleza Administrativa, Civil, Ejecutivos y Penales**

DE NATURALEZA ADMINISTRATIVA		
PROCESOS POR NATURALEZA DE LA ACCIÓN	CANTIDAD	DESPACHO ADMINISTRATIVO
Nulidad y restablecimiento del derecho	11	11 Consejo Estado
Acciones contractuales	9	4 Consejo Estado
Acciones populares	11	5 Tribunales Administrativos 5 Consejo Estado
Acciones de reparación directa	5	6 Tribunales Administrativos
Acciones de grupo	1	5 Tribunales Administrativos 1 Tribunales Administrativos

Prórroga del plazo de la liquidación: Mediante Decreto 116 del 17 de enero de 2006, previo estudio detallado de lo que ha sido hasta hoy la Liquidación, el Gobierno Nacional, teniendo en cuenta principalmente que gran parte de los asuntos aún pendientes dependen de terceros, ordenó prorrogar el plazo de la liquidación hasta el 31 de diciembre de 2006.

3.1.4 LÍNEA 4. LEGALIZACIÓN DE MINERÍA DE HECHO

El Artículo 165 de la Ley 685 de 2001 otorgó a los explotadores sin título minero inscrito, la posibilidad de legalizarse a partir de la promulgación de la ley el 17 de agosto de 2001 y por un término de 3 años. Mediante Decreto 2390 de 24 de octubre de 2002 se reglamentó dicho programa y se aprobó un formato técnico ambiental de visita a las minas que se hubiesen acogido a este programa.

El mencionado Decreto 2390 del 24 de octubre de 2002, estableció las siguientes etapas para ese proceso:

- I. Etapa: Estudio jurídico y de área libre de la solicitud presentada
- II. Etapa: Visita técnica conjunta de las autoridades minera y ambiental
- III. Etapa: Elaboración del plan minero (Plan de Trabajos y Obras, PTO) y plan ambiental (Plan de Manejo Ambiental, PMA)
- IV. Trámites de otorgamiento de la Concesión, en caso de no ser rechazada la solicitud

El Ministerio ha instruido a las autoridades mineras delegadas para agilizar los trámites que permitan definir prontamente la situación de las solicitudes que no cumplen requisitos.

Hasta el 31 de diciembre de 2004, cuando venció el plazo para presentar solicitudes de legalización, se recibieron un total de 3.634 solicitudes, las cuales cuentan a la fecha con el correspondiente estudio gráfico y concepto técnico sobre si se encuentran en área libre. El estado de avance de este proceso se resume en la siguiente tabla:

AVANCE DE LAS ACTIVIDADES DEL PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN 30 DE ABRIL DE 2006							
ENTIDAD DELEGADA	RADICADAS	RECHAZADAS	I. ETAPA ENTRAMITE	II. ETAPA VIABLES PARA VISITA	VISITAS REALIZADAS	PTO Y PMA III. ETAPA EN ELABORACIÓN	IV. ETAPA CONTRATO
Ingeominas	2.724	1.603	605	506	260	10	0
Antioquia	193	110	13	70	42	23	0
Boyacá	172	77	2	93	86	51	0
Caldas	327	131	48	148	86	15	2
Cesar	88	15	0	73	73	0	0
Bolívar	90	50	0	40	40	0	0
N. Santander	40	6	3	31	0	0	0
Total	3.634	1.992	681	961	587	99	2

Entre las circunstancias que han incidido en que el avance del programa no sea mayor están:

- La limitación presupuestal para atender un mayor número de solicitudes (el monto total del programa, dependiendo de las condiciones reales de las explotaciones, y de acuerdo con la dinámica actual que ha mostrado, podría ascender a \$25.000 millones).
- La transición en la autoridad minera delegada de Minercol en Liquidación a Ingeominas incidió en el trámite inicial del estudio de área libre.
- La necesaria realización de convenios con la autoridad ambiental para la visita técnica conjunta.
- Falta de conectividad entre las gobernaciones delegadas y el Ingeominas para consulta del Registro Minero Nacional.
- En el último año, la ley de garantías, pues no se pudieron celebrar convenios interadministrativos entre el 28 de enero y el 28 de mayo.

En el 2006 se pretende legalizar 130 minas.

En cuanto a los recursos económicos destinados para éste programa, a finales de 2004 INGEOMINAS comprometió cerca de \$3.500 millones de Proyectos de Inversión Nacional en los Departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Norte de Santander, Santander, Tolima, Huila, Cauca, Valle del Cauca, Córdoba y Bolívar, para la realización de visitas conjuntas, elaboración de Programas de Trabajos y Obras y Planes de Manejo Ambiental.

También, y como recurso económico para este programa de legalización de minería de hecho, en el 2004 el Ministerio de Minas y Energía realizó convenios por valor de \$500 millones con las gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander, con el fin de adelantar visitas conjuntas con la autoridad ambiental.

Adicionalmente, INGEOMINAS aportó a la ejecución del programa de su presupuesto en el año 2005 \$1.628 millones, los cuales fueron destinados principalmente en la adquisición de la logística necesaria para la ejecución de las actividades de la primera etapa de la legalización.

Para el 2006 se obtuvo una asignación presupuestal al programa de \$3.000 millones, los cuales fueron destinados a la elaboración de PTO y PMA a través de convenios firmados entre el Ministerio de Minas y Energía con INGEOMINAS por un monto de \$934 millones, Gobernación de Antioquia \$445 millones, Gobernación de Bolívar \$178 millones, Gobernación de Boyacá \$356 millones, Gobernación de Caldas \$445 millones, Gobernación del Cesar \$356 millones y Gobernación de Norte de Santander \$267 millones.

3.1.5 LÍNEA 5. ARTICULACIÓN DE LA NORMATIVIDAD RELACIONADA CON LA ACTIVIDAD MINERA

El Ministerio de Minas y Energía viene manejando agendas con los Ministerios del Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, del Interior y Justicia, de Transporte, de Relaciones Exteriores y de Defensa, entre otros, a fin de armonizar aspectos de la normatividad minera con los de otros sectores. Los principales temas de dichas agendas han sido los siguientes:

- Con el Ministerio de Defensa y con la concurrencia de la ANH, durante el primer semestre de 2006 se desarrollaron seis (6) talleres en igual número de Divisiones, con la participación de las empresas, de la fuerza pública, de organismos de control y de otras entidades competentes.
- Suministro de explosivos. A través de diversas reuniones efectuadas con el Ministro de Defensa y sus Viceministros, se ha evidenciado la necesidad de trabajar aspectos específicos en el suministro de explosivos para los mineros, tanto desde Indumil, como desde el departamento de Control de Armas y Explosivos.
- Con el Ministerio del Interior se trabaja mancomunadamente, especialmente con la Dirección de Etnias, tanto para la delimitación de zonas mineras indígenas y afrocolombianas, como para el acompañamiento a las empresas en los procesos de Consulta Previa que se requieran. Además, durante el primer semestre de 2006, el Ministerio del Interior realizó una capacitación a algunas empresas que hoy ya comienzan actividades en zonas con presencia de indígenas, para aclarar los alcances de la Consulta Previa.
- Con el Ministerio de Relaciones Exteriores ha habido, especialmente durante los últimos años, una colaboración estrecha para brindar información sobre el sector, para las continuas visitas de la Canciller a diversos países del mundo. Además, se revisan los diferentes acuerdos binacionales o multilaterales que vayan a suscribirse, y en dónde puede verse reflejado el sector minero.
- En cuanto al Ministerio de Transporte, se ha evidenciado la necesidad de que los proyectos que se plasmaron en el documento de UPME sobre la infraestructura que requiere el sector minero para ser más competitivo, queden consignados en los planes de corto y mediano plazo del Ministerio de Transporte. Adicional a ello, el Ministerio de Minas y Energía ha acompañado al de Transporte en el tema de negociación con Fenoco, y actualmente hace parte del Comité Intersectorial para la Revisión de los Esquemas Contractuales de las Sociedades Regionales Portuarias.

3.1.6 LÍNEA 6. AMPLIAR LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE ASOCIADA AL SECTOR MINERO

Siguiendo las directrices del Plan Nacional de Desarrollo y del Plan Nacional de Desarrollo Minero, en el 2004 la UPME adelantó el proyecto: "Plan de Expansión de Infraestructura de Transporte y Portuaria para el sector minero colombiano", para definir a nivel de orden de magnitud o estudio de alcance la viabilidad técnico - económica de proyectos de transporte y puertos requeridos para la comercialización competitiva de minerales en los mercados nacional e internacional. Con base en él y como ya se ha mencionado, se ha planteado ante el Ministerio de Transporte la importancia de tener en cuenta las conclusiones del estudio, para ser tenidas en cuenta en los planes de infraestructura.

3.1.7 LÍNEA 7. DISEÑAR E IMPULSAR CADENAS PRODUCTIVAS PARA TRANSFORMAR Y DAR VALOR AGREGADO A LA PRODUCCIÓN MINERA

Durante el último año, el Ministerio de Minas y Energía ha continuado apoyando los procesos de integración de las cadenas productivas del carbón y de la joyería, liderados por el Ministerio de Comercio.

La UPME, como complemento a esta tarea, elaboró y publicó el documento “La cadena del carbón: el carbón colombiano fuente de energía para el mundo”, que se constituye en un referente académico y técnico de gestión minera sobre las principales actividades asociadas a la producción y comercialización del carbón.

3.1.8 LÍNEA 8. SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL DE LA MINERÍA

Existe una agenda conjunta con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, y a lo largo del cuatrienio se han abordado diferentes aspectos importantes para el sector minero. Se destacan:

- **Lineamientos de Política Ambiental para el sector minero**

Se trabajó un documento en el que participaron el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, INGEOMINAS y la UPME, en el que se plasman los temas minero ambientales a trabajar desde el 2003 al 2006. Este documento fue aprobado por el Consejo Asesor de Política Minera en el año 2005.

- **Guías minero Ambientales**

Las Guías Minero Ambientales para la Industria del Cemento liderada por el Instituto Colombiano de Productores del Cemento - ICPC en colaboración con las Direcciones de Minas y Sectorial Sostenible, la Guía Minero Ambiental de la Arcilla liderada por Anfalit en la que también participan los Ministerios de Minas y Ambiente, y las Guías de Oro, Esmeraldas y Arcillas, cuya base la realizó la Universidad Sergio Arboleda en convenio con el Ministerio de Ambiente, este Ministerio ha realizado las observaciones técnicas. Todas estas se encuentran en ajustes bien sea por la parte jurídica ó por la parte técnica. Se espera sean adoptadas conjuntamente por los Ministerio de Minas y Ambiente mediante acto administrativo.

- **Modificación de la Resolución 222 de 1994, hoy en día Programa de aprovechamiento sostenible de minerales para la Sabana de Bogotá**

Debido a los inconvenientes en la aplicación de la Resolución 1197 de 2004, el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial tiene interés en ajustar esta norma vigente para la Sabana de Bogotá, mediante la aplicación de la herramienta Evaluación Ambiental Estratégica a la decisión sobre dónde y cómo realizar minería en este estratégico sector del país sea sostenible. Los términos de referencia de la contratación de una asesoría para diseñar este programa fueron discutidos durante el segundo semestre de 2005, con la participación de ambos Ministerios, la UPME, INGEOMINAS, Anfalit y Asogravas. En marzo de 2006 la UPME abrió licitación para trabajar este tema, sin embargo fue declarada desierta, por lo cual la licitación se abrió nuevamente en mayo de 2006.

- **Programa nacional para el manejo integrado del mercurio en la minería del oro**

Los Ministerios de Minas, Ambiente y Educación, INGEOMINAS, la UPME, la Academia Colombiana de Medicina, la Universidad Nacional, el Instituto Nacional de Salud y la Fundación Proagua, han trabajado en la elaboración de un documento que aborde la problemática asociada a la inadecuada utilización del mercurio en la minería del oro, a partir de cinco ejes temáticos: Salud, Educación y Cultura, Social – Laboral, Técnico Minero y Ambiental.

En la actualidad se tiene un documento borrador que está en discusión y del que se pretende sea elevado a CONPES.

- **Sustracción de Áreas de Reserva Forestal**

Para el 2006, la sustracción de áreas de reserva forestal es prioridad para los Ministerios de Minas y Ambiente, ya que actualmente hay una serie de títulos mineros que requieren para la explotación, la licencia ambiental, los cuales están dentro de Reservas Forestales de la Ley 2 de 1959 así como en Reserva Forestal Protectora Productora.

Para ello, es necesario que el tema de los Distritos Mineros se priorice hacia las zonas que el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial trabaja, como son los planes de ordenamiento y manejo de las reservas forestales de Magdalena Medio, Amazonía y Motilones.

- **Alteraciones neurocomportamentales en personas expuestas a mercurio en la actividad minera del oro en el municipio de Segovia (Antioquia)**

Este estudio adelantado por la UPME, permitirá determinar la prevalencia de alteraciones neurocomportamentales y la cuantificación de mercurio orgánico y mercurio inorgánico en la población minera del municipio de Segovia. Servirá como herramientas para enfrentar con conocimiento las críticas a la actividad minera como principal contaminante en el bajo Cauca y la Mojana, permitiendo enfocar el diseño de programas a las actividades del beneficio minero que realmente estén causando problemas en la comunidad.

- **Mecanismos de producción limpia aplicables a la minería**

El estudio "Formulación de una iniciativa de producción más limpia dirigido al sector de los metales preciosos en pequeña escala" es realizado por la UPME con el fin de concebir una propuesta para que los entes territoriales mejoren las actuales condiciones de la minería de menor escala en sus regiones, con miras a identificar las estrategias para avanzar en la agenda de concertación con los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

4. FORMULACIÓN DEL PLAN NACIONAL PARA EL DESARROLLO MINERO, VISIÓN AL 2019

La UPME presentó a consideración del Consejo Asesor de Política Minera en diciembre de 2005, el documento Plan Nacional de Desarrollo Visión 2019, el cual busca desarrollar políticas de Estado, más que de gobierno, para el sector minero. Se espera que el documento se constituya en el referente estratégico de los próximos planes de desarrollo minero cuatrienales.

Dicho documento trata, en primer lugar, sobre la visión adoptada para orientar este ejercicio de planeación estratégica, la cual fue construida en un entorno de pluralidad conceptual, consultando la opinión de personalidades vinculadas a los gremios y comunidades mineras, entidades públicas del sector y relacionadas, gobiernos departamentales y locales, corporaciones autónomas regionales, académicos y analistas del negocio minero. También recoge las percepciones sobre el desarrollo minero de algunos departamentos del país y los datos básicos de la industria necesarios para sustentar un análisis prospectivo de los principales aspectos del negocio minero.

En segundo lugar el documento esboza una estrategia que tiene como objetivos hacer más competitiva la producción minera nacional y atraer mayores inversiones para el desarrollo minero. Luego plantea las líneas programáticas en torno a las cuales se debe articular la acción de las entidades gubernamentales relacionadas directa e indirectamente con el sector minero, y finalmente presenta los planteamientos básicos para el desarrollo de dichas líneas, enmarcado en los lineamientos de política minera, adoptados también en Consejo Asesor de Política Minera de junio de 2005.

Actualmente se coordina con el DNP la inclusión de este planteamiento estratégico sectorial en el plan Visión Colombia Segundo Centenario 2019, y en los documentos de Agenda Interna para la Competitividad.

5. CONSEJO ASESOR DE POLÍTICA MINERA

En el último período ha aprobado los Lineamientos de Política Minera y el Plan Nacional de Desarrollo Minero 2019. Participó en las discusiones finales con el consultor para la definición de estrategias, y realizó aportes para la construcción del Cuadro de Mando Integral del Sector.

Sección C Sector Energía Eléctrica

1. SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD

1.1.1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN

La capacidad efectiva neta del SIN (plantas despachadas y no despachadas centralmente) a diciembre 31 de 2005 alcanzó un valor de 13.348,44 MW, 50,48 MW menos que el año anterior. El 96,53% corresponde a plantas despachadas centralmente y el 3,47% a plantas no despachadas centralmente. La capacidad hidráulica y térmica, incluyendo las plantas que no son despachadas centralmente, representó para la hidráulica el 67,00% del total de la capacidad efectiva del SIN, para la térmica el 32,93% y la eólica el 0,07%.

Con respecto a 2004, la capacidad efectiva neta del SIN fue inferior en un 0,38% (50,48 MW) debido principalmente a la disminución de 68,39 MW en la capacidad de las plantas térmicas, 9,70 MW en la planta eólica, valores que fueron compensados por un aumento en la capacidad instalada de las hidráulicas de 27,61 MW.

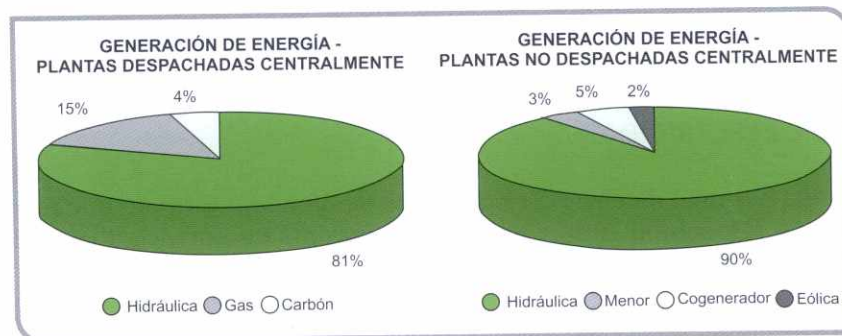
CAPACIDAD EFECTIVA NETA DICIEMBRE 31 DE 2005		
	MW	%
Plantas despachadas centralmente	12.885,00	96,53
Hidráulica	8.532,00	66,22
Térmica	4.353,00	33,78
Gas	3.659,00	
Carbón	694,00	
Plantas no despachadas centralmente	463,44	3,47
Hidráulica	410,93	88,67
Térmica	42,71	9,22
Menor	23,21	
Cogenerador	19,50	
Eólica	9,80	2,11
Total SIN	13.348,44	

1.1.2 PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La generación total del Sistema fue 50.430 GWh, de los cuales el 95,59% fue generado con plantas despachadas centralmente y el 4,41% restante con plantas no despachadas centralmente. Por tipo de generación, las plantas hidráulicas generaron el 81,26%, las unidades térmicas el 18,64% y las unidades eólicas el 0,10% del total.

GENERACIÓN DE ENERGÍA (GWh) 2005

	TOTAL	PARTICIPACIÓN
Plantas despachadas centralmente	48.207,6	95,59%
Hidráulica	38.994,4	77,32%
Térmica	9.213,2	18,27%
Gas	7.127,6	14,13%
Carbón	2.085,6	4,14%
Plantas no despachadas centralmente	2.222,3	4,41%
Hidráulica	1.984,6	3,94%
Térmica	188,1	0,37%
Menor	74,4	0,15%
Cogenerador	113,7	0,23%
Eólica	49,6	0,10%
Total generación SIN	50.429,8	100,00%



En la generación del año 2005 se destaca el aumento de la generación térmica con respecto a 2004 en un 8,5%, incluyendo menores térmicas y cogeneradores, resaltándose el incremento de la generación de las plantas a carbón, las cuales aumentaron en conjunto su generación en un 27,97% con respecto a 2004. La generación hidráulica, incluyendo plantas no despachadas centralmente, aumentaron en un 2,8% con respecto al año 2004.

Vale la pena resaltar que la generación promedio diaria durante el año 2005 tuvo un crecimiento del 4,11% con respecto al año anterior, al pasar de 132,71 GWh/día a 138,16 GWh/día en 2005, debido principalmente al crecimiento de la demanda interna y a las exportaciones realizadas a Ecuador.

1.1.3 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

Durante el 2005 Colombia importó desde Venezuela 20,91 GWh y desde Ecuador 16,03 GWh. Con respecto al año anterior las importaciones disminuyeron en 23,51%.

De otro lado, Colombia exportó a Ecuador 1.757,88 GWh lo que representa un incremento del 4,77% frente a lo exportado en 2004.

1.1.4 APORTES HÍDRICOS Y RESERVAS

Al finalizar el año 2005, los aportes hídricos totales al SIN alcanzaron los 44.934,07 GWh, equivalentes al 93,87% de la media histórica, valor un poco inferior al registrado en el año 2004 (48.661,88 GWh; 101,16% del promedio histórico). Por regiones, los aportes acumulados muestran para 2005 el valor más bajo en la región Oriente con un valor de 88,63% frente a los valores históricos, seguida en su orden por la región Antioquia (94,97%), Centro (96,04%), Caribe (río Sinú 97,88%) y Valle (101,25%).

Las reservas útiles almacenadas en los embalses a 31 de diciembre de 2005 fueron 11.836,95 GWh, equivalentes al 78,23% del volumen útil, mientras para diciembre 31 de 2004 estuvieron en 12.394,77 GWh (81,31%). Las regiones con mayores reservas hídricas frente a su volumen útil fueron Caribe con 93,02% (144,08 GWh), seguida por Antioquia con 84,45% (4.599,04 GWh), Oriente con 78,50% (3.424,99 GWh), Centro con 72,06% (3.415,19 GWh) y Valle con 59,31% (253,65 GWh).

1.1.5 CONSUMO DE GAS Y EL SECTOR ELÉCTRICO

El consumo de gas en el país durante 2005 fue en promedio día de 661 MPCD, de los cuales la producción de la Costa Atlántica participó con un 49% y el interior del país con un 51%. El comportamiento de consumo de gas en forma sectorial, ha señalado al sector industrial como el mayor demandante seguido de la generación termoeléctrica y el uso doméstico.

En Colombia la generación de energía eléctrica fue de 50.430 GWh en 2005. Del total de generación el parque térmico a gas natural contribuyó con el 14,1%, el parque térmico a carbón con el 4,1%. La generación eléctrica a gas natural participó con el 77% del total de la generación del parque térmico.

El consumo del parque térmico de gas natural en el período enero a diciembre de 2005, fue en promedio día de 200 MPCD, representando el 30% del consumo total de gas natural en el país. En la actualidad hay 3.659 MW de capacidad instalada en plantas de generación eléctrica a gas natural, de los cuales el 70% están ubicados en la Costa Atlántica.

1.1.6 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

En el 2005 la demanda nacional de energía eléctrica fue de 48.828,8 GWh, lo que representa un 3,85% de crecimiento real con respecto al 2004. La demanda máxima de potencia fue de 8.639 MW, lo que representa un crecimiento del 3,68% con respecto al año anterior.

El 2005 representó un cambio en la tendencia de la demanda regulada con respecto a lo observado en los últimos años. Es así como el año inició con un crecimiento relativamente bajo en el primer trimestre, comparable al observado en la historia. A partir de abril, las tasas de crecimiento pasan a ser superiores al 2%, comportamiento que se mantuvo hasta septiembre. En este periodo incluso se presentaron picos de crecimiento que alcanzaron valores cercanos al 4,5%.

En lo acumulado del año la demanda regulada fue de 32.567,7 GWh, el crecimiento real con respecto al año anterior fue del 1,84% y si se corrige el efecto bisiesto fue del 2,11%, notablemente alto comparado con el crecimiento acumulado observado del 2004, que fue de 0,64% y 0,33% respectivamente.

A lo largo del año se ha mantenido en la demanda regulada una tendencia de crecimiento constante, acorde con el comportamiento de los últimos años. Se presentaron tasas picos de crecimiento mes a mes en abril y septiembre que superaron el 10%, tasas que si bien son altas se han observado en el pasado. En el acumulado del año, el crecimiento de la demanda con respecto al 2004 llegó al 8,12%¹.

1.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

1.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN

El STN finalizó el año 2005 conformado por 10.898 Km de líneas a 220-230 kV y 1.449 Km a 500 kV. De las líneas a 220-230 kV, 10.815 Km son activos de uso y 83 Km constituyen activos de conexión.

La capacidad total de transformación de 220 - 230 kV a tensiones inferiores registró al finalizar el año un valor de 12.837 MVA incrementados en 199 MVA respecto al año anterior por la entrada del tercer

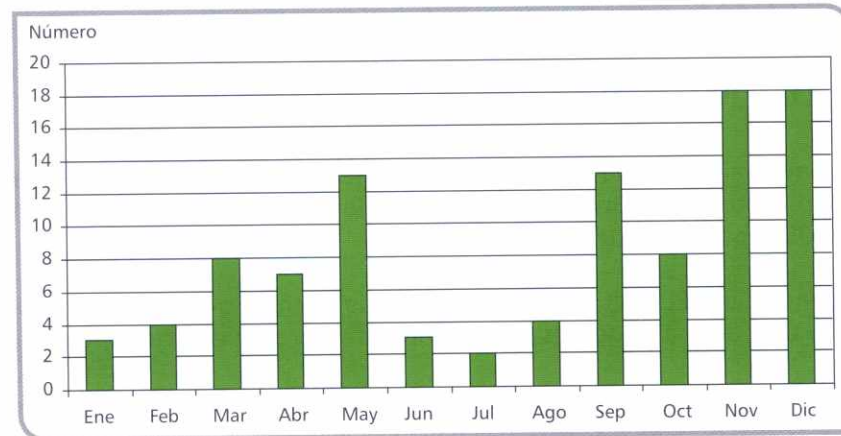
¹ Este crecimiento incluye el cambio de algunos usuarios del régimen regulado al no regulado

transformador Caño Limón 50 MVA 230/34,5/13,8 kV, el segundo transformador de Barranca 220/115/13,8 y la repotenciación de 59 MVA del transformador El Copey 230/110/34,5 kV. En cuanto a la capacidad de transformación de 110 -115 kV, esta se incrementó en 70 MVA respecto al año 2004.

1.2.2 ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA

En el 2005 se registró un importante aumento de atentados a la infraestructura eléctrica del país con respecto a los ocurridos en el año 2004. El número de atentados aumentó en un 124% registrándose 101 a líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV y tres atentados a subestaciones de niveles inferiores a 220 kV (Subestación Tulúa 115/34.5kV, Santander de Quilichao 115/34,5/13,2, Ricaurte 34,5/13,8 kV).

ATENTADOS A LÍNEAS
2005



De igual forma, se incrementó el número de torres derribadas y/o averiadas con respecto a las presentadas en el año anterior, registrándose durante el año 2005 un total de 227 torres averiadas, un 79% más que las presentadas en el año 2004. De las 227 torres averiadas, el 54% pertenecen a ISA, de las cuales sólo quedaron seis torres sin reparar al finalizar el 2005. La siguiente empresa más afectada con número de atentados a sus torres fue EPSA con un 6,2% del total de las torres (14 torres).

No obstante el aumento de los atentados a la infraestructura eléctrica durante 2005, la demanda no atendida por esta causa fue solo de 66 GWh equivalente a 0,15% de la demanda de energía del SIN en dicho año. De esta demanda no atendida, el 89% se concentró principalmente en las áreas de Nordeste (47,8 GWh) y Cauca – Nariño (9,6 GWh). Lo anterior se logró gracias a las acciones llevadas a cabo por el CND y a la experiencia adquirida por los diferentes agentes transportadores para restablecer los equipos afectados; así como por el apoyo oportuno del Ejército Nacional.

2. COMISIÓN ASESORA DE COORDINACIÓN Y SEGUIMIENTO A LA SITUACIÓN ENERGÉTICA DEL PAÍS

Durante el 2005 la Comisión se reunió en 16 ocasiones para tratar temas relacionados los diferentes eventos que podían afectar la operación del sector energético.

Con la colaboración del IDEAM se realizó el seguimiento a las principales variables que inciden en la situación meteorológica y climática, entre las que se destacan el comportamiento hidrológico, así como la evolución del Fenómeno tipo El Niño y diferentes fenómenos que pueden afectar el comportamiento de la generación de energía del país.

En el sector de gas se trataron temas como la implementación de la planta de tratamiento de Cusiana y la coordinación de los diferentes sectores para la atención de la demanda frente a la situación de restricción originada en el suministro durante los trabajos de expansión de los campos de Chuchupa. Para esto se realizaron diferentes análisis de corto y mediano plazo, bajo diferentes escenarios hidrológicos y de demanda, en los cuales se tuvo en cuenta la disponibilidad de los recursos y precios.

Para el sistema de generación y transmisión se analizaron los requerimientos en generación, se evaluó la operación del sistema en el corto y largo plazo ante el comportamiento de variables como la demanda de energía y potencia, nivel de embalses, aportes hídricos, disponibilidad de capacidad térmica e hídrica, exportaciones e importaciones de energía y circuitos de transmisión indisponibles debido al conflicto social.

3. MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

3.1 AGENTES DEL MERCADO

En la actividad de comercialización de electricidad, el número de agentes registrados a diciembre 31 de 2005 llegó a 130, con ocho agentes más que el año anterior. De estos, 67 realizaron transacciones en el Mercado durante 2005, cinco más que en 2004.

En la actividad de generación de electricidad, el número de agentes generadores registrados al finalizar el año fue de 66. En este año, 45 agentes generadores transaron electricidad, dos más que en el año 2004.

3.2 TRANSACCIONES EN EL MERCADO

Durante 2005 las compras en Bolsa aumentaron cerca del 20% con respecto a 2004. La energía transada en Bolsa creció 3,5%, mientras que la energía transada en Contratos aumentó 7,1%. Los aumentos en los montos transados se debieron en parte a que el precio promedio anual de Bolsa aumentó 15,5% y a que el precio promedio del dólar disminuyó 11,3%.

3.2.1 PRECIOS EN BOLSA DE ENERGÍA Y PRECIOS EN CONTRATOS

Para el 2005 el precio promedio anual de la energía en Bolsa fue 74,58 \$/kWh, con promedios mensuales que fluctuaron entre 56,82 \$/kWh y 87,67 \$/kWh. El máximo precio horario de Bolsa del año fue 186,75 \$/kWh, el cual se produjo durante la hora 19 en los días 9 y 10 de septiembre. Por su parte, el precio horario mínimo de Bolsa se presentó durante las horas 0 a 4 y en la hora 23 del 4 de octubre, con 27,58 \$/kWh.

En el 2005 las transacciones en Contratos fueron equivalentes al 101,67% de la demanda comercial, aumentando 3,2% con respecto al valor de 2004. Las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista sobrepasaron la demanda comercial en un 36,84%, aumentando en 2,3% con respecto al año anterior.

En la mayor parte de 2005 (siete meses), los precios promedios mensuales de los Contratos estuvieron por debajo del precio promedio mensual de Bolsa. La mayor diferencia se presentó en septiembre cuando el precio de Bolsa fue superior en 17,26\$/kWh.

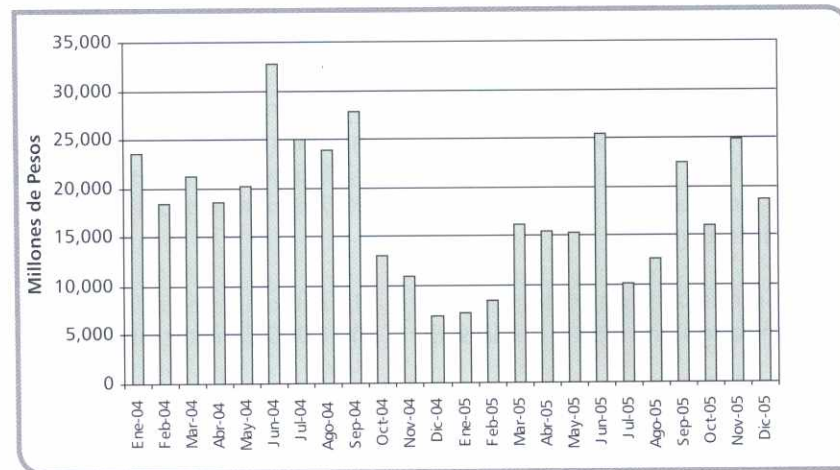
3.2.2 RESTRICCIONES DEL SISTEMA

Por concepto de limitaciones en la capacidad de transporte en las redes del SIN, en el 2005 se registró un costo total de Restricciones de \$192.790 millones, lo cual representó una disminución de 20,5% con respecto al costo obtenido en el año 2004, principalmente por una reducción importante en el número de atentados contra las líneas a 500 kV que interconectan al interior del país con la Costa Atlántica.

La evolución mensual en el costo de las restricciones mostró una reducción importante hacia finales del 2004 y principios de 2005, llegando a un mínimo de \$ 7.087 millones, cifra que en pesos constantes de diciembre de 2005 corresponde al valor más bajo de restricciones en la historia del Mercado. Lo anterior como consecuencia de la disponibilidad completa de la red del STN y de la generación en mérito de algunas plantas de generación que son usualmente requeridas para la operación segura del SIN.

En 2005, los valores máximos en el costo de las Restricciones se presentaron en junio y noviembre, cuando llegaron a \$ 25.388 millones y \$ 24.924 millones respectivamente, debido principalmente a la indisponibilidad de las líneas de interconexión a la Costa Atlántica por atentados.

RESTRICCIONES TOTALES SIN AGC



Los agentes generadores que prestaron efectivamente el servicio de control automático de Generación - AGC recibieron en el 2005 \$274.033 millones, monto inferior en \$47.224 millones al valor de 2004. Por otra parte los agentes generadores incurrieron en el pago de \$99.329 millones por la Responsabilidad Comercial en la prestación del servicio AGC, aumentando 7,6% con respecto al 2004.

3.2.3 TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD (TIES)

Durante 2005 el sector eléctrico colombiano exportó a Ecuador 1.758 GWh, que representaron para Colombia ingresos por USD\$151,73 millones con un crecimiento de 12,3% con respecto a 2004.

Durante el período marzo de 2003 hasta abril de 2006, 38 meses de operación, las TIE han permitido al Mercado ventas de energía eléctrica por USD\$409,30 millones, lo que ha constituido a Ecuador en un mercado de gran interés para el sector. Dentro del monto de los USD\$409,30 millones que han generado las TIE desde su entrada en operación, USD\$214,07 millones se traducen en rentas de congestión, de las cuales se han destinado cerca del 2,7% a Ecuador bajo el concepto de Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado, 72,3% al Fondo de Energía Social - FOES, y 25,0% al alivio de restricciones asignables a la Demanda Doméstica de Electricidad. A su vez, Ecuador ha realizado exportaciones a Colombia por 118,59 GWh que equivalen a USD\$3,73 millones.

Las rentas de congestión en 2005 ascendieron a USD\$75,56 millones, con una reducción de 1,65% al compararlas con 2004. Estas rentas se originan como efecto de la congestión en enlaces internacionales y la consecuente diferencia de precios que se tienen en los nodos frontera. Las rentas de congestión fueron asignadas tanto a la demanda doméstica colombiana como a la demanda internacional del despacho económico coordinado (demanda ecuatoriana).

3.3 ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

3.3.1 INDICADORES FINANCIEROS

Las transacciones en la Bolsa de Energía, en el Sistema de Transmisión Nacional y en los Sistemas de Transmisión Regionales, liquidadas por el ASIC y el LAC en cumplimiento del Reglamento de Operación, incluyen el manejo de flujos de efectivo que se efectúan bajo estándares de eficiencia y seguridad.

Para atender la labor de Administración de Cuentas establecida en el anexo B de la Resolución CREG 024 de 1995 y en la Resolución CREG 008 de 2003, XM S.A. E.S.P., en su calidad de ASIC y LAC, definió una serie de indicadores como metas para la medición de la gestión financiera del Mercado Mayorista.

El primero de ellos se refiere al nivel de recaudo total del SIC y de los cargos por Uso del STN y del STR. El valor anual de este indicador se establece como el porcentaje del recaudo total de los doce meses del año consolidados respecto de los valores que tenían vencimiento durante el mismo período sin incluir intereses. De esta forma se destaca que durante el 2005 se recaudó el 100% de las obligaciones por concepto de cargos por Uso del STN y el STR, y el 98,7% para las obligaciones por concepto de transacciones en la Bolsa de Energía.

Otro de los indicadores mensuales definidos se refiere a la rotación de cartera. Para este indicador se estableció como meta un rango entre 50 y 26 días. En el año 2005, la rotación de cartera superó la meta establecida.

En cuanto al tiempo que utiliza el ASIC para hacer la distribución de los dineros recaudados, en cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 1995 este tiempo no superó durante el 2005 los 2,5 días hábiles, valor por debajo del plazo establecido de 3 días hábiles en la citada Resolución.

3.3.2 INFORME DE DEUDA

Al cierre de diciembre de 2005 la deuda a cargo de las empresas en operación comercial era de \$14.188 millones, mientras que la de las empresas en proceso de liquidación ascendía a \$129.409 millones. Adicionalmente se incluye la deuda corriente asociada a acuerdos de pago vigentes entre agentes del Mercado por un valor de \$4.014 millones. La deuda total alcanzó los \$147.611 millones; de este valor el 89% corresponde a deuda con la Bolsa de energía, el 11% a Cargos por Uso del STN y el 0,006% a Cargos por Uso del STR. Al mismo corte, no se registró deuda por concepto de cargos por uso del STN, así como por concepto de Cargos por Uso de las redes de los STR para empresas en operación comercial.

La deuda de las empresas en proceso de liquidación (\$129.409 millones), presenta una disminución del 49% con respecto a 2004. A 31 de diciembre de 2004 la deuda se ubicaba en un valor de \$255.569 millones, los cuales correspondían a \$75.680 millones por capital y \$179.889 millones por intereses. Este valor se redujo a \$53.661 millones a raíz de la aplicación de la Sentencia del Consejo de Estado, expediente 9040 del 3 de septiembre de 2004, que establece que a partir de la liquidación de una empresa no se causan intereses de mora.

3.4 INFORME DE OPERACIÓN DEL SIN

Los indicadores que reflejan la calidad de la operación del SIN durante 2005, muestran resultados satisfactorios, al no superar los límites máximos anuales propuestos.

INDICADOR	2004		2005	
	ACUMULADO	LÍMITE	ACUMULADO	LÍMITE
Variaciones de tensión por fuera del rango (sin atentados)	30 eventos/año	40 eventos/año	36 eventos/año	40 eventos/año
Variaciones lentas de frecuencia	2 eventos/año	10 eventos/año	4 eventos/año	10 eventos/año
Variaciones transitorias de frecuencia	113 eventos/año	260 eventos/año	121 eventos/año	260 eventos/año
Porcentaje de demanda no atendida por causas programadas (sin atentados)	0.0321	0.0333	0.0181	0.0333
Porcentaje de demanda no atendida por causas no programadas (sin atentados)	0.1410	0.1320	0.0929	0.1320

En el 2005, excluyendo atentados, se presentaron 36 casos en los cuales la tensión del STN estuvo por fuera de su rango durante un período mayor a un minuto, para un promedio anual de 0,098 eventos/día, resultando inferior al valor máximo anual de 40 eventos de tensión.

Durante 2005 se presentaron cuatro eventos con variación lenta de frecuencia por fuera de rango, para un promedio anual de 0,0109 variaciones/día, con lo cual no se superó el límite máximo para 2005 de 10 variaciones de frecuencia. De estos eventos, tres de ellos estuvieron asociados a falla en equipos de generación o transmisión y uno a operador de red.

El índice de variaciones lentas de frecuencia se mantuvo dentro del rango, entre otros factores, debido a una apropiada programación de reserva para regulación de frecuencia, al adecuado manejo operativo de la regulación secundaria de frecuencia, al cumplimiento por parte de los generadores de la prestación de servicio de regulación primaria, al permanente seguimiento a la programación y coordinación de los programas de generación y la permanente gestión sobre la demanda.

Durante 2005 se presentaron 121 eventos de variaciones transitorias de frecuencia, ocho eventos más que los ocurridos en 2004, para un promedio diario de 0,33 variaciones/día, resultando menor al límite acordado para el año (260 eventos en el año).

El índice de demanda no atendida por causas programadas terminó el año en 0,0181 por debajo del límite anual establecido en máximo 0,0333. Durante la mayor parte del año se mantuvo por debajo de la meta, excepto en abril de 2005 con un valor de 0,355. El índice de demanda no atendida por causas no programadas terminó el año en 0,2279, al excluir los atentados el indicador termina en 0,0929, valor inferior al límite anual establecido en 0,1320. Excepto para los meses de marzo y abril de 2005, este indicador se mantuvo por debajo del máximo establecido.

Durante el 2005 en el SIN se atendió la calidad de frecuencia con reservas para regulación secundaria de frecuencia mediante el Control Automático de Generación AGC. El servicio en cuanto a calidad cumplió durante el año con los índices horarios propuestos por NERC (North American Electric Reliability Council), y respecto a la continuidad de la prestación de este servicio se logró un valor de 99,82% durante el año, esto es, algo menos de 16 horas de indisponibilidad.

3.5 COORDINACIÓN GAS - ELECTRICIDAD

Tal como XM S.A. E.S.P. realiza la coordinación operativa del Sistema eléctrico colombiano, la coordinación del transporte de gas es realizado por Ecogas en el interior del país, y Promigas en la Costa Atlántica, empresas encargadas de efectuar las nominaciones de suministro y transporte de gas.

Aunque en Colombia aún no existe un organismo centralizado encargado de la coordinación operativa de los sectores gas y electricidad, sí existen el Consejo Nacional de Operación de Electricidad y el Consejo Nacional de Operación de Gas, en los cuales tiene participación XM. Dicha relación ha permitido que

se realice una coordinación ad-hoc en casos de interrupción en el suministro tanto de gas como de electricidad. Esta coordinación entre los sectores gas – electricidad se vio reflejada en el 2005 durante el mantenimiento del campo de gas de Cusiana (agosto 12 al 17), que no ocasionó novedades en el SIN, y la planeación de la mitigación del impacto de la ampliación de la capacidad de producción de la plataforma Chuchupa B.

La ampliación de Chuchupa durante el 2006 implicaría la reducción apreciable en el suministro de gas, y teniendo en cuenta que la generación de la Costa Atlántica es principalmente a base de gas, la limitación en el suministro exigiría estrechar las relaciones de los sectores eléctrico y de gas para garantizar la confiabilidad de la atención de la demanda de ambos sectores de la manera más eficiente. Las actividades más relevantes ejecutadas por el sector eléctrico para lograr el objetivo fueron:

- Se diseñó e implementó un Esquema Suplementario de Baja Frecuencia (ESV) para la Costa Atlántica con un diseño innovador para la detección de aislamiento del área. Con su implementación se permitió aumentar, casi al doble, los valores de transferencia confiable hacia el área, disminuyendo la necesidad de generación interna a gas. Esta medida ha permitido que bajo condiciones de operación con indisponibilidades de circuitos a 500 kV de la red de transmisión hacia la costa, las necesidades de gas para el parque termoeléctrico de la Costa Atlántica se redujera en un 40%, lo cual equivale a cerca de 57 MPCD.
- Aunque la mayor eficiencia en generación en las plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica se da con generación a gas, se coordinó la generación de algunas plantas con combustible alternativo, específicamente con fuel-oil. Esta medida permite reducir las necesidades de gas del sector termoeléctrico en 20 MPCD aproximadamente para todas las condiciones de operación.
- Aprovechando la configuración de la red de transmisión y la red de distribución de algunas áreas, se trasladó carga del área de la Costa Atlántica para otra área rica en generación hidráulica, lo cual bajaría los requerimientos de gas del sector eléctrico.
- Se realizó a nivel nacional la revisión y divulgación de guías de restablecimiento, con especial énfasis en los operadores de las empresas de la Costa Atlántica.

Por su parte el sector gas llevó a cabo las siguientes actividades:

- Coordinación con todos los consumidores de la demanda de gas para realizar sus mantenimientos en esta época, buscando que la demanda baje para la época.
- Se aprovechó la infraestructura del sector de transporte de gas para atender la mayor parte de la demanda de gas del interior del país con la producción de otros campos diferentes a los de la Costa Atlántica.
- Se buscó que las actividades más críticas en cuanto a la producción de gas se realizaran en días de baja demanda, lo cual permitió que las necesidades de ambos sectores fueran mínimas.

Como resultado de esta coordinación, la Presidencia de la República, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y el CNO emitieron el conjunto de medidas necesarias que suministraron las herramientas a ambos sectores para tomar medidas adicionales en la planeación y operación de los sistemas.

Es importante mencionar que la ejecución de todas estas medidas de coordinación de ambos sectores permitió realizar todos los trabajos previstos para ampliar la producción de gas durante el mes de enero de 2006, sin necesidad de afectar la seguridad y confiabilidad del SIN, así como la atención de la demanda en su totalidad.

4. COBERTURA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN

Una de las tareas primordiales de la UPME en el tema de electricidad es la elaboración del Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión Nacional. Para la versión 2005-2019 se llevaron

a cabo análisis sobre los requerimientos futuros del sistema de generación colombiano, considerando interconexiones eléctricas internacionales actuales y futuras. Los análisis comprendieron la determinación de las alternativas de corto plazo y estrategias de largo plazo para el sistema colombiano considerando intercambios energéticos con Ecuador y hacia el sistema SIEPAC. Así mismo se elaboraron análisis de sensibilidad ante el retiro de la cadena hidráulica La Guaca – Paraíso con una capacidad de 600 MW, así como la ocurrencia de un escenario de demanda alta de energía.

De otro lado, para los análisis del comportamiento del Sistema de Transmisión Nacional interconectado con Ecuador se realizaron estudios de sistemas de potencia: confiabilidad, flujos de carga, estabilidad de voltaje y estabilidad transitoria. Igualmente se realizaron análisis eléctricos para el Sistema Colombiano Interconectado con Ecuador SIEPAC y con Venezuela.

En términos generales se definieron los requerimientos de expansión tanto en generación como en transmisión y se plantearon las siguientes recomendaciones:

Generación

La instalación de 900 MW adicionales al proyecto Porce III entre el periodo 2009-2014, con el fin de atender requerimientos de energía y potencia previendo contingencias hidrológicas, el atraso de la ejecución de proyectos en construcción, choques de demanda y la conservación del margen de reserva de potencia del sistema en el 16%.

Por otra parte se recomendó la entrada de un proyecto de generación con base en carbón mineral de 150 MW con el fin de reducir la dependencia del sistema de generación térmico frente al gas natural.

Para el sistema es necesaria la continuidad en la operación de la cadena hidráulica La Guaca – Paraíso, dado que de darse este retiro, podría presentarse un déficit de energía en el muy corto plazo, implicando que el sistema requiera 600 MW adicionales a los 900 MW anteriormente planteados.

En términos energéticos se estableció la viabilidad de la ampliación de la capacidad de la interconexión entre Colombia y Ecuador, la cual se estima en el 2007 y Panamá en el año 2009.

Transmisión

- Adelanto de la entrada en operación del proyecto Primavera - Bacatá 500 kV y obras asociadas para el 31 de Diciembre de 2006.
- Adelanto de la entrada en operación del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña - Primavera 500 kV y obras asociadas para 31 de Marzo de 2007.
- Construcción de la subestación Sub220 220/115 kV y módulos de línea para la reconfiguración de la línea Pance – Yumbo 220 kV para el 1 de diciembre de 2008.

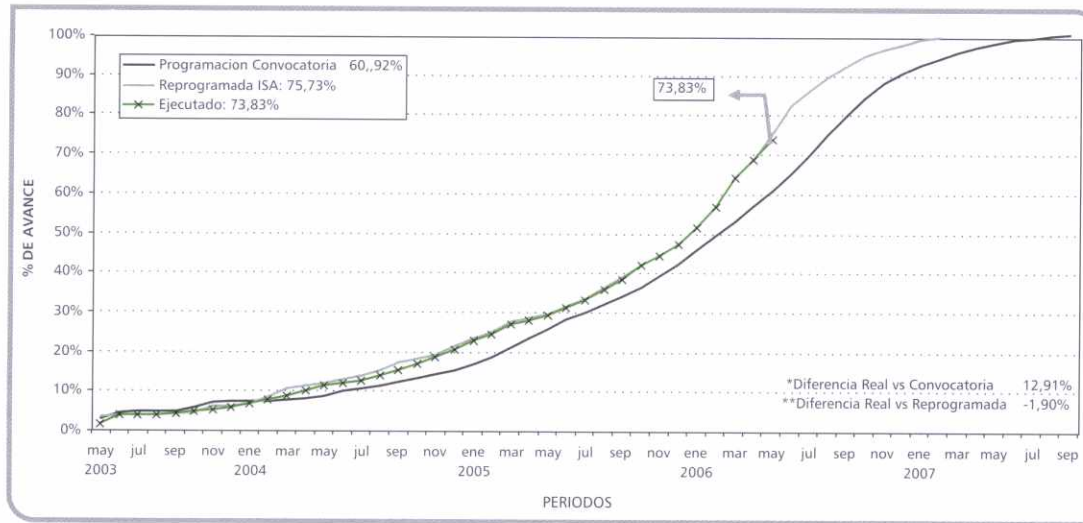
5. DESARROLLO CONVOCATORIAS PÚBLICAS

En cumplimiento de las funciones delegadas por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME ha venido realizando el seguimiento a la interventoría de los proyectos objeto de las convocatorias públicas en desarrollo de la expansión del STN.

Estos proyectos, líneas Bacatá – Primavera (UPME-01-2003) y Primavera – Ocaña – Copey – Bolívar a 500 kV (UPME-02-2003) y obras asociadas, están siendo desarrollados por ISA, la interventoría del primer tramo la está realizando el consorcio CRA - NORCONTROL y del segundo tramo el consorcio SMA – ACI.

De acuerdo con el reporte de la interventoría, el avance a mayo de 2006 para la UPME 01 – 2003 es del 76,4% y para la UPME 02 – 2003 es del 73,8%. Se estima que estos proyectos, de acuerdo con los ajustes hechos a la programación inicial, entrarán de manera anticipada

PROYECTO: CONVOCATORIA UPME 02
CURVA "S" TOTAL SUBESTACIONES Y LÍNEAS - CORTE AL 31/05/2006



5.1 CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-01-2004

Se encuentra en curso la instalación de dos bancos capacitivos de 75 MVar en la subestación Tunal perteneciente al área Bogotá. El inversionista seleccionado fue la Empresa de Energía de Bogotá y el consorcio SMA-ACI realiza la interventoría.

De acuerdo con el informe de interventoría, el avance al mes de mayo de 2006 es de 94,3% y se tiene previsto que entre en operación en junio de 2006.

5.2 CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-01-2005

Se dio inicio a la construcción de la línea doble circuito a 230 kV Betania-Altamira-Mocóa– Jamondino – Frontera con Ecuador y obras asociadas, una de las líneas entrará a las subestaciones Altamira y Mocóa y la otra conecta directamente Betania con Jamondino.

Este proyecto está siendo desarrollado por la Empresa de Energía de Bogotá y la interventoría la está llevando a cabo la firma CRA.

De acuerdo con el informe presentado por la interventoría, el avance mayo de 2006 es del 27,5%. Se tiene prevista la entrada en operación para junio de 2007, veintiún meses después de haber quedado en firme la resolución de aprobación del ingreso anual esperado.

6. BALANCE POSITIVO DE LAS ELECTRIFICADORAS DE LA NACIÓN

El Ministerio de Minas y Energía tiene las siguientes empresas a su cargo en el título de vinculadas y en las cuales ejerce una labor de coordinación de las actividades a través de directrices a las juntas

directivas de las mismas: Empresa de Energía de Boyacá, Electrificadora del Meta, Empresa de Energía de Cundinamarca, Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, Empresa Multipropósito Urrá, Electrificadora del Huila, Centrales Eléctricas del Norte de Santander, Electrificadora del Caquetá, Empresa de Energía del Tolima, Centrales Eléctricas de Nariño, Gestión Energética, Distribuidora de Energía del Pacífico y Electrificadora de Santander.

Las principales acciones lideradas por el Ministerio son las siguientes:

- Análisis e implementación de códigos de buen gobierno, ética y transparencia en el ejercicio empresarial
- Homogenización de estatutos sociales, de contratación y el contrato de condiciones uniformes que rige la relación de las empresas con sus usuarios, ajustándolos a su razón social y a la dinámica actual del mercado eléctrico colombiano
- Asegurar dentro de las actuales condiciones de competencia la viabilidad de las empresas, reforzando sus líneas estratégicas, dando prioridad a la generación de flujo de caja, a la estabilización financiera, al fortalecimiento del balance y a la rentabilidad de sus negocios (cultura del valor)
- Programas de reducción de pérdidas muy bien estructurados e interdisciplinarios que garanticen resultados contundentes y sean sostenibles en el tiempo
- Planes de reestructuración mediante la optimización de procesos y de revisión de la planta personal
- Inversiones que garanticen una adecuada expansión, una oportuna reposición de la infraestructura, una mayor confiabilidad en la prestación del servicio y una mejor atención a los usuarios finales

6.1 CRECIMIENTO CON RESULTADOS

El nivel de crecimiento de las operaciones, expectativas y resultados del grupo de empresas de la Nación, constituye la consolidación de la viabilidad financiera de un segmento importante para el sector eléctrico, y a su vez una fuente importante de crecimiento del patrimonio del Estado.

6.1.1 RESULTADOS ESTRUCTURALES DE ESTE NUEVO ENFOQUE

- Capitalización de las empresas Quindío y CHEC, que se encontraban en difícil situación financiera,
- Consolidación del modelo de prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento del Chocó por DISPAC, que a la fecha presenta buenos resultados financieros, operativos, comerciales, y una mayor satisfacción de los usuarios de este departamento
- Liquidación de Electrolima por inviabilidad financiera y creación de ENERTOLIMA, modelo transitorio que al ser tan exitoso en su gestión, maximizó los beneficios para la Nación en su proceso de vinculación de capital que acaba de culminar
- Saneamiento financiero de la Empresa de Energía de Boyacá, con la escisión de su negocio de generación, asumido directamente por la Nación
- Excelente negociación para la adquisición de los activos de un proyecto de concesión BOOT que involucraba una línea y dos subestaciones por parte de Electrohuila, que mejora su situación financiera en más de \$10.000 millones para los próximos años
- Reducción considerable de contingencias por servidumbres y laborales de Corelca (de \$1,2 billones a menos de \$40.000 millones) por la activa participación del Comité de Defensa Judicial de la Nación
- Utilización de GENSA como vehículo para resolver la problemática de prestación del servicio de energía en las zonas no interconectadas y asumir la generación que hacía inviable a la Empresa de Energía de Boyacá.

6.1.2 PLANES ESTRATÉGICOS

Se implementó una herramienta denominada Sistema de Información Gerencial - SIGE, que permite efectuar un seguimiento a la gestión de cada empresa en lo relacionado a sus planes estratégicos y de negocios, al grado de cumplimiento de compromisos adquiridos con sus propias juntas directivas y los entes de control, así como el análisis de los principales indicadores individuales y colectivos. En este

momento, todas las acciones e inversiones que efectúen las empresas deben estar enmarcadas dentro de su propio plan estratégico, se encuentran valoradas por rentabilidad y cuentan con un responsable directo.

6.1.3 PROGRAMAS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Todas las empresas distribuidoras – comercializadoras ya cuentan con programas robustos que se retroalimentan permanentemente por intermedio de la propia coordinación y del grupo conformado por todos sus jefes de pérdidas. Los resultados han sido muy satisfactorios y podría considerarse que han sido la piedra angular que explica la notable recuperación financiera de las empresas en los últimos dos años.

La evolución del indicador por empresa en los últimos cuatro años es la siguiente:

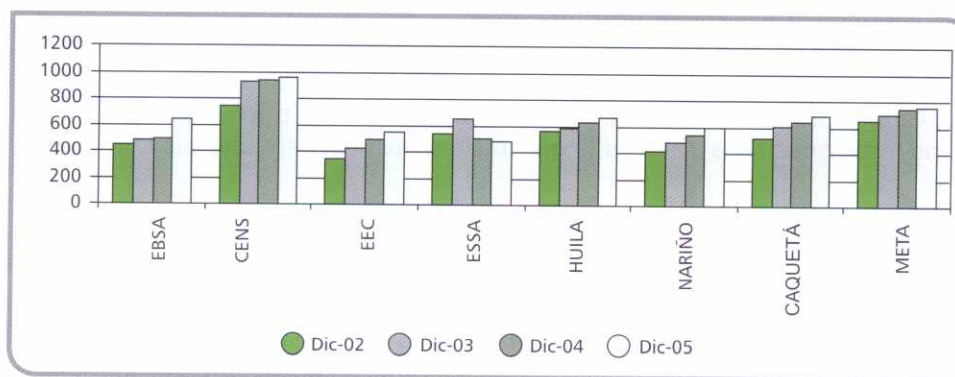
	DIC-02	DIC-03	DIC-04	DIC-05
EBSA	30,21%	28,27%	26,89%	25,90%
CENS	31,69%	29,50%	26,78%	23,28%
EEC	28,00%	29,12%	29,95%	29,15%
ESSA	27,93%	26,81%	24,54%	21,13%
HUILA	32,73%	31,44%	26,18%	22,47%
NARIÑO	44,89%	43,57%	39,64%	37,11%
CAQUETA	29,63%	31,02%	28,65%	26,63%
DISPAC	58,70%	39,30%	33,0%	33,4%
TOLIMA	ND	ND	34,14%	27,87%
META	33,46%	31,59%	26,76%	25,93%
Promedio Grupo	31,96%	32,29%	29,65%	27,29%

6.1.4 PLANES DE REESTRUCTURACIÓN Y DE AJUSTE A PLANTA DE PERSONAL

En la gran mayoría de las empresas (especialmente las distribuidoras y comercializadoras), se han venido adelantando planes de retiro voluntario con el propósito de adelgazar las nóminas y abaratar el costo de las mismas, de manera que dichos negocios puedan ser más competitivos.

En las empresas del grupo se ha pasado de tener un indicador de 601 usuarios por trabajador en promedio a 762, lo cual refleja el resultado de estas acciones.

EVOLUCIÓN USUARIOS POR TRABAJADOR



Nota: Dispac y Enertolima no se incluyen por ser un modelo diferente, que no cuenta con empleados directos

Cabe resaltar el trabajo conjunto que se ha tenido con la organización sindical, que ha permitido la negociación de convenciones colectivas a más largo plazo, la incorporación de nuevos trabajadores sin beneficios convencionales y la contratación bajo la modalidad del contrato sindical de algunos de los procesos críticos de las empresas.

De los contratos sindicales que se han celebrado hasta el momento, el más importante es el que se inició el primero de mayo de 2005, que consiste en la operación y el mantenimiento de la central de generación Paipas I, II y III. El mismo fue resultado de la escisión del negocio de generación de la Empresa de Energía de Boyacá y al finalizar su primer año de operación, los resultados son muy satisfactorios.

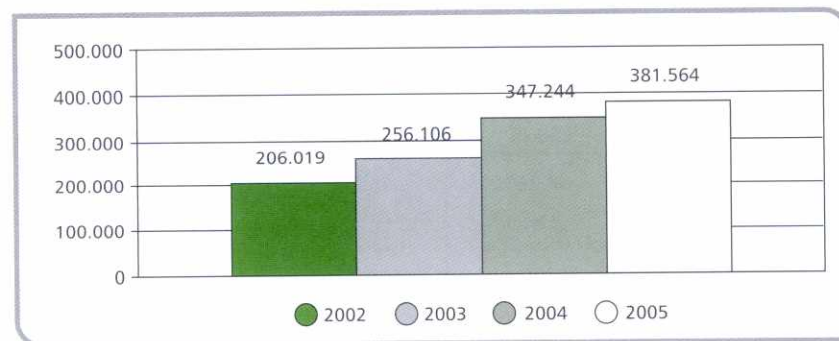
6.1.5 ASPECTOS COMERCIALES

Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eran muy vulnerables a la incursión de nuevos agentes en sus mercados y no contaban con la estructura, el conocimiento y el poder de negociación para retener a sus usuarios más importantes. Sin embargo, consecuencia de acciones como la compra eficiente de energía en conjunto, la capacitación e integración de estrategias entre las empresas, la creación de una nueva empresa comercializadora del grupo y el fortalecimiento del negocio de generación en algunas de ellas, se han podido recuperar buena parte de los clientes más importantes en las regiones y atraer algunos que hacían parte de otros mercados. Esta estrategia permitió pasar de 220 a 501 grandes usuarios atendidos por estas empresas.

Otro aspecto comercial importante es la gestión de recuperación de cartera, incluyendo el saneamiento de la cartera oficial con corte a junio de 2002 por valor superior a los \$150.000 millones, como parte de una estrategia conjunta del Gobierno Nacional y el Congreso de la República que con la Ley 859 de 2003 logró la autorización para la utilización de recursos del Fondo Nacional de Regalías para tal fin.

Los recaudos, que en el periodo 2002 – 2005 prácticamente se han duplicado, son el resultado del éxito de las estrategias comerciales, sumado a los buenos resultados de los planes de reducción de pérdidas de energía en las empresas y a una remuneración más adecuada del negocio de distribución aprobada hace tres años por el ente regulador del sector.

EVOLUCION DE LOS RECAUDOS DEL GRUPO (MILLONES DE \$)



6.1.6 INVERSIONES

Hasta el 2002 las inversiones en las empresas estuvieron estancadas. Esto generó grandes dificultades para atender adecuadamente la prestación del servicio con una infraestructura en muchos casos obsoleta y a las empresas les fue prácticamente imposible empezar a cumplir los requerimientos de calidad exigidos por la regulación.

Sin embargo, como resultado del cambio de la política y de la remuneración por parte de decisiones

regulatorias, así como de la obtención de excedentes operativos cada vez más importantes, se observa cómo en los últimos años los niveles de inversión han crecido considerablemente, pasando de casi \$330.000 millones a más de \$650.000 millones. Las principales se han enfocado en los programas de reducción de pérdidas de energía, así como en la recuperación de su infraestructura de distribución y de generación en las que cuentan con esta actividad.

6.1.7 OBTENCIÓN DE SINERGIAS

Producto del trabajo en equipo liderado por los propios gerentes de las empresas y ejecutado por los comités temáticos en donde participan sus jefes de cada área, se han alcanzado entre otros los siguientes resultados:

- Compras eficientes de energía (en algunos casos conjuntas) que garantizan mejores márgenes operativos y menores tarifas a los usuarios finales
- Compras de medidores con ahorros superiores al 30% que se le trasladan a los usuarios finales
- Negociaciones de seguros a largo plazo con techos de incremento y ahorros significativos en las primas (superiores al 20%), complementadas con la implementación de una cultura de administración del riesgo en las empresas
- Optimización del Sistema de Información Comercial SIEC, desarrollado por la Empresa de Energía de Boyacá e implementado en siete de las empresas del grupo

6.1.8 CERTIFICACIÓN EN CALIDAD

- Centrales Eléctricas del Norte de Santander se ha certificado en ISO 9000 y se encuentra cerca de alcanzar la OSHAS 18000
- Enertolima, Electrificadora del Meta y Electrificadora de Santander, obtuvieron su certificación ISO 9000.
- Al menos dos empresas más esperan certificarse en el 2006

6.1.9 RESULTADOS FINANCIEROS

Las cifras reflejan los buenos resultados obtenidos en materia comercial, operativa y administrativa.

En lo que respecta a la generación de caja para las empresas, representada por el EBITDA, puede observarse como en los últimos cuatro años las empresas presentan una recuperación significativa:

EBITDA

	DIC-02	DIC-03	DIC-04	DIC-05
EBSA	-52.260	-35.263	12.268	188.550
CENS	12.167	18.938	19.664	44.852
EEC	5.512	2.992	14.796	16.408
ESSA	12.675	36.534	49.357	45.403
HUILA	10.424	12.205	26.449	30.889
NARIÑO	571	1.071	11.293	13.086
CAQUETÁ	2.040	1.632	5.391	4.139
DISPAC	-2.839	2.478	3.382	1.806
TOLIMA	N.A	5.308	4.041	7.381
META	-2.154	5.160	9.916	15.850
Total Grupo	-13.863	51.055	156.557	368.364

Lo mismo ocurre con la utilidad operativa, que pasa de ser negativa en \$80.000 millones en el 2002, a revertir su tendencia y pasar a casi \$23.000 millones en el 2005.

UTILIDAD OPERATIVA

	DIC-02	DIC-03	DIC-04	DIC-05
EBSA	-50.713	-42.651	-33.973	-38.900
CENS	301	3.136	4.848	13.966
EEC	1.326	-6.582	1.014	1.882
ESSA	-16.632	11.435	24.396	15.150
HUILA	2.266	-524	15.635	17.539
NARIÑO	-8.854	-6.085	1.850	3.667
CAQUETÁ	982	-86	3.546	3.095
DISPAC	-4.453	-3.573	-5.261	-7.516
TOLIMA	N.A	5.268	1.775	3.466
META	-5.214	-659	4.656	10.546
Total Grupo	-80.991	-40.322	18.486	22.895

Igual sucede con la utilidad neta, que en años anteriores se veía afectada significativamente por los grandes compromisos financieros que en buena parte se han resuelto o al menos reestructurado. Es el caso de empresas como Boyacá (cuya deuda fue prácticamente saneada); Huila, que logró mejorar su perfil financiero al prepagar su BOOT y Santander que prepagó buena parte de las obligaciones que tenía.

UTILIDAD NETA

	DIC-02	DIC-03	DIC-04	DIC-05
EBSA	-124.291	-134.463	-100.416	71.018
CENS	1.329	967	1.297	9.504
EEC	2.481	2.788	-2.629	2.595
ESSA	-29.894	305	2.387	5.195
HUILA	3.345	1.083	8.906	7.995
NARIÑO	2.123	487	3.960	3.342
CAQUETÁ	2.018	271	2.145	2.126
DISPAC	-4.345	-638	24	-4.241
TOLIMA	N.A	3.374	1.624	-133
META	868	577	3.428	9.198
Total Grupo	-148.102	-125.250	-79.274	106.599

6.1.10 FORTALECIMIENTO EN SU GOBERNABILIDAD Y TRANSPARENCIA ANTE LA COMUNIDAD

- Implementación de códigos de buen gobierno, códigos de ética y manuales de transparencia en el ejercicio empresarial en todos los estatutos de las empresas, en sus correspondientes asambleas ordinarias de accionistas del año 2005. Inclusive esta experiencia sirvió de piloto a compromisos adquiridos por el Gobierno Nacional con el BID en materia de responsabilidad social empresarial

- Profesionalización de Juntas Directivas, contando con personas con amplia trayectoria en el sector eléctrico colombiano y con formación en diferentes disciplinas, que garanticen una mejor toma de decisiones en las empresas
- Fortalecimiento de los sistemas de control interno en las empresas
- Trabajo conjunto con la Contraloría General de la República en la corrección de observaciones. De las 13 empresas del grupo, en el año 2002 solamente dos pasaban el examen de auditoría de la CGR; a 31 de diciembre de 2005, ya 10 de las empresas están bien calificadas
- Implementación de un esquema de remuneración variable en ISAGEN y en CORELCA

6.1.11 CÓMO SE BENEFICIAN LOS USUARIOS DE ESTAS NUEVAS ESTRATEGIAS

- Mayores inversiones que redundan en una mejor calidad del servicio y en la conexión de nuevos usuarios al sistema
- Fortalecimiento de las oficinas de atención al cliente, utilizando nuevas estrategias y herramientas que faciliten su acceso a la empresa
- Lo más importante es que especialmente en el último año la gran mayoría de las empresas ha podido reducir sus tarifas, consecuencia de sus mejores compras de energía, la recuperación de grandes usuarios y la reducción de sus pérdidas de energía

6.2 UN FUTURO PROMISORIO

Conscientes de que aún resta mucho por hacer, los aspectos en los cuales aún se trabaja para fortalecer la gestión de las empresas de manera estructural, tenemos las siguientes:

- Culminación del proceso de reestructuración de Corelca, para convertirla en una empresa completamente viable en el largo plazo. Se ha constituido Gecelca y en los próximos meses se capitalizarán en ella los activos productivos de Corelca
- Saneamiento financiero Urrá, que implica la reestructuración de su deuda externa y la capitalización de la deuda que hoy presenta con la Nación
- Vinculación de capital en Cundinamarca
- Consolidación de un grupo empresarial y comenzar un proceso de democratización de dicho grupo

Como coordinación de grupo se trabaja en lo siguiente:

- Contar con un tablero de control que permita efectuar un seguimiento detallado y en tiempo real de la gestión e indicadores de las empresas
- Implementar un esquema de remuneración variable (basado en resultados) a los empleados de las empresas, iniciando con los grupos directivos
- Fortalecer el negocio de generación de las empresas, invirtiendo en pequeños proyectos hidroeléctricos y en térmicos que se encuentren cerca de los yacimientos de gas

6.3 AVANCES EN FONDOS DE FINANCIACIÓN

6.3.1 FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCION DE INGRESOS – FSSRI

6.3.1.1 Información Básica

El Gobierno Nacional mediante las Leyes 142 de 1994 y 286 de 1996 creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI para administrar y distribuir los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación y/o en el mismo fondo, para cubrir los subsidios de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física de tubería, prestados a usuarios de menores ingresos.

Este Fondo se rige por los Decretos reglamentarios 847 de mayo de 2001 y 201 de enero de 2004, que establecen los procedimientos de liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física. Las empresas prestadoras deben efectuar y enviar a este Fondo, con el fin de que se validen y se reconozcan los déficits o superávits (según sea el caso), las conciliaciones de subsidios y contribuciones trimestralmente haciendo uso de la metodología establecida para tal fin.

6.3.1.2 Información Estadística

De acuerdo con las estadísticas determinadas con base en las validaciones efectuadas, se observa que el sector eléctrico viene presentando un comportamiento deficitari, donde se ha requerido la participación permanente de los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación. En el sector de gas combustible distribuido por red física de tubería también se comienza a observar un comportamiento similar, aunque en menor escala, ya que el acumulado mas los aportes de los excedentes generados por la contribución de solidaridad recaudada por las empresas superavitarias han sido suficientes para cubrir los faltantes de las empresas deficitarias y aún no se han requerido de los recursos del Presupuesto Nacional.

Para el 2005, el Gobierno Nacional en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003) entregó \$315.000 millones a través del Presupuesto General de la Nación y \$50.147 millones de recursos del Fondo para cubrir el total de los subsidios de los usuarios del servicio de energía eléctrica en los estratos socioeconómicos con bajos ingresos. En promedio, los usuarios del servicio de electricidad del estrato 1 que se beneficiaron con estos subsidios fueron 2.097.505, los del estrato 2 fueron 3.299.032 y del estrato 3 fueron 2.065.931, para un total de 7.462.469 usuarios beneficiados promedio mes.

En cuanto al servicio de gas combustible por red física de tubería se cubrió el total del déficit en subsidios por valor de \$17.159 millones con recursos del Fondo, beneficiando a 517.678 usuarios de estrato 1 y 1.290.383 del estrato 2 promedio mes.

6.3.2 FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACION DE LAS ZONA RURALES INTERCONECTADAS – FAER

Los ajustes a la reglamentación llevados a cabo por el Comité de Administración del FAER y el Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE durante el 2005, han permitido que las entidades territoriales dispongan de mínimos recursos, logrando resultados positivos en cuanto a la asignación para los proyectos de electrificación rural por parte del FAER, y para llevar a cabo la normalización de las redes eléctricas a través del PRONE.

Durante el 2005 y el primer trimestre de 2006, el FAER asignó recursos por más de \$38.254 millones a 97 proyectos de electrificación rural correspondientes a municipios de los departamentos de Antioquia, Arauca, Boyacá, Caldas, Cauca, Cundinamarca, Huila, Guajira, Magdalena, Meta, Nariño, Norte de Santander, Santander, Tolima y Valle del Cauca, lo cual permitirá el suministro de energía eléctrica a 9.349 viviendas del sector rural.

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ASIGNACIÓN FAER	USUARIOS POTENCIALES	DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ASIGNACIÓN FAER	USUARIOS POTENCIALES
VIGENCIA 2005					
ANTIOQUIA (Municipios de Chigorodó, Turbo, San Roque, Alejandría, Cañasgordas, Puerto Nare, Guarne y Andes)	\$ 3.938.228.293	1144	MAGDALENA (Municipio de El Banco)	\$ 1.087.657.337	279
ARAUCA (Municipio de Saravena)	\$ 372.344.000	61	META (Municipio de Granada)	\$ 207.536.000	34
BOYACÁ (Municipios de Coper, Mongua, Otonche, Pesca, Pauna, Guican y Sativanorte)	\$ 5.844.407.319	1680	NARIÑO (Municipio de Linares)	\$ 158.500.000	91
CALDAS (Municipio de Victoria)	\$ 1.603.263.789	306	NORTE DE SANTANDER (Municipio de Cucutilla)	\$ 716.695.274	134
CAUCA (Municipios de Caldon, Cajibío, Inzá, Mercaderes, Piendamó, Puracé, Rosas, San Sebastián, Santander de Quilichao, Sotará y Totoró)	\$ 7.104.247.988	1585	SANTANDER (Municipios de Albania, Encino, Gambita, Mogotes y Páramo)	\$ 2.148.167.652	454
CUNDINAMARCA (Municipio de La Vega)	\$ 240.365.013	104	TOLIMA (Municipios de Chaparral, Coyaima, Lerida, Planadas, Rioblanco, Roncesvalles, Saldaña, San Luis, Anzoategui y Cunday)	\$ 6.701.360.732	1391
HUILA (Municipios de Isnos, Pital, Nataga, Guadalupe y Acevedo)	\$ 927.491.780	290	VALLE DEL CAUCA (Municipios de Dagua, Ginebra, La Cumbre, Guacarí, Florida y Versalles)	\$ 1.963.330.351	511
LA GUAJIRA (Municipio de Urumita)	\$ 1.996.333.855	350	TOTAL GENERAL 2005	\$35.009.929.383	8414
VIGENCIA 2006					
HUILA (Municipios de Saladoblanco, San Agustín, La Argentina, Gigante, Neiva, Pitalito, Iquira, La Plata, Santa María y Tarqui)	\$ 2.250.980.268	641	BOYACÁ (Municipio de Campohermoso)	\$ 188.844.178	39
CUNDINAMARCA (Municipio de La Peña)	\$ 286.535.015	116	CAUCA (Municipio de Miranda)	\$ 518.118.392	139
Subtotal 2006				\$ 3.244.477.853	935
Total general vigencias 2005 y 2006				\$38.254.407.236	9349

Con estos resultados, sumados a los años anteriores, por parte del FAER se ha logrado aumentar la cobertura en el sector rural en un 0,58%, alcanzando un consolidado del SIN del 67,2%, teniendo como fuentes de información los registros que tienen Operadores de Red en los sistemas de información comercial y el número de viviendas de las proyecciones estadísticas del DANE.

6.3.3 PROGRAMA DE NORMALIZACION DE REDES ELECTRICAS - PRONE

Mediante el Decreto 3735 de diciembre 19 de 2003 se reglamentó el Artículo 63 de la Ley 812 de 2003 "Programa de normalización de redes eléctricas". Igualmente, mediante la Resolución 180601 de mayo 26 de 2004 "Por la cual se implementa la administración del programa de normalización de redes eléctricas" y el Acuerdo 001 CA "Por el cual se reglamenta el Comité de Apoyo a la Administración del Programa de Normalización de Redes Eléctricas", se establecieron los requerimientos y lineamientos para la administración de los recursos.

Durante el 2005 y el primer trimestre del 2006 se asignaron recursos por más \$12.704 millones para proyectos de normalización de redes eléctricas en los municipios de Ibagué, Venadillo, Ambalema, Armero-Guayabal, Líbano y Melgar del Departamento del Tolima, Valledupar (Cesar) y Barranquilla (Atlántico), con lo cual se logrará la normalización de las redes de 11.691 viviendas ubicadas en barrios subnormales.

DEPARTAMENTO SOLICITANTE	ASIGNACIÓN PRONE	USUARIOS
VIGENCIA 2005		
Atlántico (Municipio de Barranquilla)	\$ 8.076.620.060	7152
Cesar (Municipio de Valledupar)	\$ 1.184.082.982	1035
Tolima (Municipios del bagué, Líbano, Melgar y Venadillo)	\$ 723.383.373	782
Total general	\$ 9.984.086.415	8969
VIGENCIA 2006		
Tolima (Municipios del bagué, Ambalema y Armero-Guayabal)	\$ 2.720.193.440	2722
Total general vigencias 2005 Y 2006	\$ 12.704.279.855	11691

6.3.4 FONDO DE ENERGÍA SOCIAL – FOES

En el Artículo 118 de la Ley 812 de 2003, que contiene el Plan Nacional de Desarrollo para el período 2003-2006, definió como fondo especial del orden nacional, los recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

Estos ingresos tienen por objeto cubrir hasta cuarenta pesos (\$40) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas.

El 22 de enero de 2004 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 160, por el cual se reglamenta el Fondo de Energía Social - FOES y se dictan otras disposiciones, adicionado por el Decreto 3611 de 10 de octubre de 2005.

Para el 2005 se distribuyeron recursos para las Áreas Especiales, reportadas por los comercializadores de energía por un valor de \$120.000 millones, así:

AREAS	CONSUMO kWh	Nº USUARIOS BENE. Promedio	RECURSOS FOES \$
ZDG	1.293.790.005	561.915	53.798.860.066
ARMD	956.478.746	654.437	39.801.110.135
BS	634.587.600	364.446	26.400.029.799
Total	2.884.856.351	1.580.798	120.000.000.000

ARMD=Áreas Rurales de Menor Desarrollo, BS=Barrios Subnormales, ZDG=Zonas de Difícil Gestión

En el primer trimestre de 2006 se han distribuido recursos por \$41.037 millones, así:

AREAS	CONSUMO kWh	Nº USUARIOS BENE. Promedio	RECURSOS FOES \$
ZDG	413.301.859	542.473	18.835.484.865
ARMD	288.613.643	574.467	13.143.990.832
BS	198.701.896	354.339	9.057.537.667
Total	900.617.398	1.471.279	41.037.013.364

ARMD=Áreas Rurales de Menor Desarrollo, BS=Barrios Subnormales, ZDG=Zonas de Difícil Gestión

6.3.5 FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACION DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI

6.3.5.1 Gestión de Infraestructura Construída

Durante el periodo comprendido entre julio de 2005 y junio de 2006 se realizaron las siguientes actividades:

- Fue entregada la infraestructura de interconexión del proyecto San Juan de Arama – Mesetas – Uribe (Meta) a la empresa Electricadora del Meta S.A. - EMSA por medio de la asignación de la responsabilidad de prestación del servicio en la localidad de Uribe en enero de 2006.
- Mediante comodato temporal fue entregada la infraestructura de interconexión del proyecto Caucheras - Riosucio a la empresa Gestión Energética S.A. – GENSA, con lo cual se garantizó la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura y se permitió la gestión ante el mercado de las compras de energía de la localidad.

6.3.5.2 Proyectos Financiados

Durante el mes de diciembre de 2005 el Ministerio de Minas y Energía firmó Convenios de Administración y Asistencia Técnica por valor de \$ 22,575 millones para la ejecución de los siguientes proyectos nuevos aprobados por el Comité de Administración del FAZNI:

- Proyecto Piloto - Sustitución de Generación Diesel por Sistema de Generación Eléctrica con Bagazo de Caña de Azúcar en la localidad de Solita, departamento de Caquetá. Valor FAZNI asignado: \$7.569 millones. Ejecutor del recurso: GENSA. Este proyecto servirá como piloto para réplica futura a mayor escala en la aplicación de biomasa como energético primario en la generación aislada, desplazando el uso del diesel. Usuarios beneficiados: 850.
- Proyecto Piloto - Implementación de Telemedida de Macromedición de Circuitos de Distribución Local en las Zonas No Interconectadas (Proyecto Piloto). Valor FAZNI asignado: \$515 millones. Ejecutor del recurso GENSA. Se implementará en 8 de las principales localidades de las zonas no interconectadas, servirá como piloto para réplica futura a mayor escala (42 localidades siguientes en número de usuarios) de la telemedición, con el fin de optimizar el uso de los subsidios, permitir la planificación del aumento de cobertura en las ZNI, facilitar la toma de decisiones de proyectos futuros financiados con FAZNI y monitorear la calidad del servicio. El proyecto cobijará la prestación del servicio para cerca de 20.000 usuarios.
- Proyecto Piloto - Mejoramiento del sistema de generación de energía eléctrica en el municipio del Charco, departamento de Nariño (Proyecto Piloto). Valor FAZNI asignado: \$1.104 millones. Ejecutor del recurso: CEDENAR. Servirá para instalar paquete de plantas de mayor eficiencia, menor consumo de combustible y con respaldo y se analizará los resultados con el fin de replicar en otras localidades de manera de renovar los equipos de generación que ya han cumplido su vida útil. Beneficiará de manera inmediata a 1.237 usuarios.
- Construcción línea de interconexión El Paujil - Cartagena del Chairá y Subestación Cartagena del Chairá 3 MVA 34.5/13.2 kV. Valor FAZNI asignado: \$5.411 millones. En ejecución por parte de Electrocaquetá e ISA y fortalecerá el sistema de transporte del Caquetá. Usuarios beneficiados: 2.033.
- Ampliación, modernización y mejoramiento de las redes eléctricas de media y baja tensión del circuito Back Road Sector North End y Sarie Bay - San Andrés Isla. Valor FAZNI asignado: \$4.560 millones. En ejecución por parte de APL e ISA y servirá para normalizar redes locales de distribución que no han sido técnicamente instaladas, así como para mejorar el estado de las antiguas redes de este circuito. Beneficiará de manera inmediata a 4.242 usuarios.

- Construcción de la línea de media tensión aislada a 34,5 kv y energizada a 13.2 KV a Puerto Concordia (Departamento del Meta) a partir de la Subestación San José del Guaviare. Valor FAZNI asignado: \$1.450 millones. Ejecutor del recurso: ISA. Usuarios beneficiados: 767.
- Mejoramiento del sistema de generación de energía eléctrica casco urbano del Municipio de La Macarena Departamento de Meta. Valor FAZNI asignado: \$509 millones. Ejecutor del recurso: ISAGÉN. Servirá para instalar paquete de plantas de mayor eficiencia, menor consumo de combustible y con respaldo. Usuarios beneficiados: 858.
- Mejoramiento del sistema de generación de energía eléctrica cabecera municipal de Santa Bárbara de Iscuandé Departamento de Nariño. Valor asignado \$638 millones. En ejecución por parte de ISAGÉN, servirá para instalar paquete de plantas de mayor eficiencia, menor consumo de combustible y con respaldo. Beneficiará de manera inmediata a 733 usuarios.
- Construcción Electrificación de la Comunidad de Bellavista, municipio de Bojayá, Departamento de Chocó. Se asignaron por FAZNI recursos por un total de \$713 millones. En ejecución por parte de GENSA. Servirá para permitir la prestación del servicio en la nueva ubicación de Bojayá. Beneficiará de manera inmediata a 297 usuarios.
- Reposición unidad de Generación para el Corregimiento de San Felipe, Puerto Inírida, Departamento del Guainia. Se asignaron por FAZNI recursos por un total de \$105 millones. Se encuentra en ejecución por parte de GENSA. Beneficiará de manera inmediata a 56 usuarios.

Se gestionó la entrega de \$13.560 millones de recursos de FAZNI asignados en la vigencia de 2004 para el proyecto de construcción de la Minicentral Hidroeléctrica de Mitú en el Vaupés en cumplimiento de los desembolsos programados. Este proyecto está siendo realizado por GENSA y permitirá la sustitución total del parque de generación diesel actual.

Se gestionaron recursos adicionales necesarios para la completa implementación de proyectos autorizados en vigencias anteriores, que por razones comerciales superaron la asignación inicial de FAZNI.

- Rehabilitación de la Central Térmica de Leticia, Amazonas - Fase II se adicionaron \$2.475 millones. El proyecto esta siendo adelantado por ISAGEN.
- Construcción redes eléctricas a 13,2 kV en los resguardos indígenas de Honduras, Agua Negra, Chimborazo y veredas San Martín y el Diviso, Municipio de Morales, Departamento del Cauca, se adicionaron \$86 millones. Su realización esta a cargo de ISA.

En total se comprometieron \$38.695 millones, correspondientes al 90% de los recursos apropiados para el año 2005.

6.3.5.3 Gestión de Procedimientos

Teniendo en cuenta los inconvenientes de formulación, presentación y evaluación que dificulta o impide la asignación de recursos de manera diligente a los proyectos elegibles para ser financiados con el FAZNI, se ajustó la reglamentación por medio del Acuerdo CAFAZNI 012 del 22 de noviembre del 2005, que permita adelantar en un mayor nivel la evaluación de los proyectos por parte de las entidades con responsabilidades de apoyo.

7. PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGIZACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

7.1 PLAN DE INVERSIONES POR ACTIVIDAD

Para el 2005 el IPSE apropió recursos por \$51.118 millones, de los cuales se ejecutaron \$48.512 millones. Su distribución y ejecución se muestran a continuación:

RECURSO	APROPIADO	EJECUTADO
AOM	213.354.413	213.354.413
Operación comercial	23.072.101.529	23.071.685.131
Subsidios	22.500.000.000	22.500.000.000
Inversión	5.333.097.222	2.727.174.875

La menor inversión ejecutada obedece a que no se comprometieron recursos de audiencias públicas por \$2.359 millones de los estudios del río Calderón, los cuales para su ejecución dependían de los resultados de los estudios de prefactibilidad.

Para la presente vigencia fiscal, al IPSE le han asignado recursos por \$53.171 millones para cumplir con su objeto misional.

RECURSO	APROPIADO
AOM	1.342.400.000
Operación comercial	21.582.100.000
Subsidios	23.500.000.000
Inversión	6.747.000.000

7.2 PRINCIPALES PROYECTOS EN EJECUCIÓN PARA SOLUCIONES ENERGÉTICAS EN LAS ZNI

Con fundamento en su misión institucional, el IPSE adelanta los siguientes programas y proyectos orientados a la búsqueda de soluciones energéticas en el ámbito de las energías no convencionales:

Estudio sobre el río Calderón

El IPSE adelantó los estudios de prefactibilidad para identificar el plan integral y maestro de aprovechamiento hidroeléctrico, principalmente de los Ríos Calderón y Tacana, y demás ríos aledaños a Leticia, Amazonas. Valor estudios: \$1.200 millones.

Los resultados arrojados indican que el proyecto no ofrece una disponibilidad de agua suficiente durante todo el año para el aprovechamiento hidroeléctrico y no ofrece la potencia ni la energía suficiente para cubrir totalmente la demanda de Leticia, lo que indica claramente que no es posible satisfacer simultáneamente a la Ciudad de Tabatinga - Brasil. Esto reduce el interés del país vecino en la promoción del proyecto hidroeléctrico.

Desde el punto de vista ambiental, el proyecto se vislumbra como un embalse que trabaja a cabeza constante y a filo de agua para inundar una superficie de 1077 Ha, con un volumen de embalse de 42 millones de metros cúbicos, con un ancho de presa aproximadamente de 1.174 metros de longitud, por lo que existe una alta incertidumbre sobre la viabilidad ambiental y social del proyecto en cuanto a la fragilidad del ecosistema en el área de influencia social que involucra comunidades indígenas de Colombia y Brasil sobre el Río Amazonas.

Teniendo en cuenta lo anterior el IPSE y el Ministerio de Minas y Energía en marzo 28 de 2006, decidieron no continuar con la siguiente etapa del estudio por cuanto la incertidumbre social y ambiental del proyecto, sumado a que la oferta energética del Río Calderón no suplirá la demanda energética a mediano y largo plazo para Leticia.

Pequeña Central Hidroeléctrica Guapi, Cauca a 16 MW

Obtención de la licencia ambiental y reposición de la misma para incluir la parte de operación del proyecto y convenio con FONADE para su asesoría en la revisión de términos de referencia para la construcción de la planta. El Valor del proyecto es de UD\$61,7 millones.

Microcentral Hidroeléctrica Mitú, Vaupés de 2MW en la primera etapa y 1MW en la etapa adicional

Participación en el CONPES 3328 e inicio de las actividades contempladas en el mismo; promoción del proyecto ante FAZNI, FNR y Gobernación del Vaupés para su financiación. Gerente del proyecto: GENSA S.A. Se ha culminado la recuperación del tablero del puente y se comenzó con la colocación de protección metálica superior sobre el puente del caño Cucura. Se entregó a la CDA la actualización del PMA y de los permisos ambientales. Se adjudicó la adquisición de los equipos electromecánicos al consorcio Vaupés en diciembre de 2005. Se estima que este proyecto entrará en operación en diciembre del 2007.

Pequeña Central Hidroeléctrica Juradó, Chocó

En proceso de revisión de diseños de una central de generación de 500 kW. El estudio se encuentra en revisión por parte del IPSE, sin embargo se ha identificado que el proyecto no ofrecerá los 500 kW durante todo el año, por cuanto la época de verano se reduce su potencia por falta de agua, por lo que se requiere que en estos meses se respalde con planta diesel. Una vez se concluya la evaluación técnica del proyecto este será presentado al FAZNI para su financiación.

Adicionalmente se han analizado otras alternativas de suministro energético en las zonas no interconectadas, como son las de biomasa:

Caña de azúcar

Con varias instituciones se realizó un estudio sobre la posibilidad de desarrollo de un proyecto energético con bagazo de caña para el municipio de Solita (Caquetá) a 600 kW. El proyecto fue aprobado por el CAFAZNI el 27 de diciembre por un valor de \$9.568 millones y en él están incluidos una cofinanciación de \$2.000 millones con recursos de audiencias públicas asignados al departamento del Caquetá para el mejoramiento de suelos.

Biodiesel

Mediante la implementación de una planta piloto de 45 kW de mezcla de diesel corriente con aceite de palma para generación de energía eléctrica, el IPSE adelanta la puesta en funcionamiento de un grupo electrógeno con participación de la empresa privada en el corregimiento de Titumate en el municipio de Ungía departamento del Chocó.

Respecto de otros energéticos, se adelanta un estudio para la implementación de una planta piloto que pretende sustituir diesel en los grupos electrógenos por GLP. Estos estudios se han localizado en el municipio de Timbiquí en el Cauca. Su implementación se estima para diciembre de 2006 por parte del grupo de ciencia y tecnología del gas de la Universidad de Antioquia.

7.3 PROYECTOS DE INVERSIÓN IPSE 2005

Interconexión Acandí - Capurganá - Sapzurro (Chocó)

Consiste en una línea de 19 Km a 34,5 kV desde el actual parque de generación de la cabecera municipal de Acandí, la cual abastece el suministro de energía eléctrica a las localidades de Capurganá y Sapzurro, integrando así a todos los usuarios existentes y proyectados a la prestación del servicio de energía a partir de la generación concentrada en Acandí. Entró en operación en marzo 12 de 2006 con un suministro de 18 horas diarias de energía. El costo de la obra fue de \$1.000 millones.

Interconexión al municipio de Carmen del Darién, Fase I (Chocó)

Interconecta la cabecera municipal del municipio del Carmen del Darién (Chocó), con una línea a 44 kV de 30 Km a la línea Caucheras - Riosucio, para beneficiar a 500 usuarios; presenta un porcentaje de ejecución del 70%. El valor aprobado es de \$2.200 millones. La obra será entregada en operación el 30 de julio de 2006.

Ampliación y remodelación de la generación eléctrica y redes de media y baja tensión en el municipio de Carurú (Vaupés)

Se remodelaron y ampliaron las redes de media y baja tensión y se adquirió una planta de 150 kW. El total de usuarios beneficiados es de 247. El valor de la obra fue de \$530 millones y se entregó en operación en febrero de 2006.

Proyecto pequeña central hidroeléctrica de La Chorrera (Amazonas)

El IPSE viene actualizando los estudios por un valor \$350 millones. La potencia a instalar es de 400 kW con dos unidades para atender el poblado, el internado de secundaria y el Puesto Militar, con una línea de 1,5 Km en longitud, para un total de 800 habitantes beneficiados. Cuenta con estudio de factibilidad y diseño preliminar; se requiere elaborar y presentar el PMA ante Corpoamazonía para su posterior presentación al FAZNI en el mes de septiembre.

Interconexión Nazareth - La Ronda - Leticia (Amazonas)

Beneficia a 49 usuarios y a la base del ejército Fuerte Caldas, presenta un porcentaje de ejecución del 50%. El valor aprobado corresponde a \$130 millones. La obra será finalizada en el mes de julio de 2006.

7.4 PROYECTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL

Con los recursos disponibles se ha realizado la contratación con GENSA y CEDENAR para la operación de las centrales de generación en las ciudades de Leticia, Inírida, Mitú, Puerto Carreño, Bahía Solano, López de Micay, Bahía Solano, López de Micay, Guapi, Mongón, Acandí, Satinga, Salahonda, Puerto Leguizamo; se ha aumentado la prestación de las horas de servicio, y se ha optimizado la confiabilidad:

PARQUES ASUMIDOS EN EL 2006	HORAS DE SERVICIO 2003	HORAS DE SERVICIO 2004	HORAS DE SERVICIO 2005	HORAS DE SERVICIO 2006
Leticia	24	24	24	24
Inírida	8	12	18	18
Mitú	4	6	9	9
Puerto Carreño	12	18	24	24
Bahía Solano	24	24	24	24
López de Micay	10	10	12	24
Guapi	10	10	18	18
Mongón	0	0	24	24
Acandí	16	16	16	18
Capurgana	8	8	8	18
Satinga	8	0	12	12
Salahonda	6	6	12	12
Puerto Leguízamo	6	6	12	12

Los parques a retomar para la vigencia 2007 son Ungía, Pizarro, Bojayá, Timbiquí, Charco y Cupica.

7.5 PLAN DE ENERGIZACIÓN RURAL PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

Con miras a dar soluciones energéticas sostenibles en el mediano y largo plazo, una pieza fundamental es la realización de proyectos que reduzcan el costo operativo de los sistemas de generación y ser viables en los siguientes aspectos:

- Generación de recursos propios
- Aprovechamiento del potencial energético local
- Utilización eficiente de los recursos de la Nación

Con miras a la solución se elaboró el Plan para el periodo 2006-2010, en el cual se presentan proyectos para ser financiados con recursos FAZNI, recursos propios, Presupuesto General de la Nación y otras fuentes de financiación provenientes de los entes territoriales y organismos internacionales.

De acuerdo al Plan de Energización presentado, se intervendrán 54 municipios de los cuales se atenderán 47 cabeceras municipales y 49 grupos de localidades menores, para un total aproximado de 44.500 usuarios y cerca de 230 mil habitantes.

Se prevé atender mediante diferentes soluciones energéticas, como son:

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Estudios y diseños, construcción o repotenciación de pequeñas centrales hidroeléctricas, para lo cual se destinan \$246.047 millones, equivalentes a US\$105,32 millones, de los cuales se cuenta con el crédito otorgado por el Gobierno Español por valor de US\$67 millones para la PCH de Guapi y líneas asociadas y US\$18,5 millones destinados a la PCH de Mitú con recursos FAZNI y de la Gobernación del Vaupés. Con la ejecución de este Plan se atenderán cerca de 10.000 usuarios, con 24 horas de prestación del servicio.

Interconexiones

Estudios, diseños y construcción de líneas de interconexión, para lo cual se destinan un total de \$49.726 millones, equivalentes a US\$21,3 millones. Del valor destinado falta por apropiar recursos por un monto

de \$29.590 millones, correspondiente a las líneas de interconexión a la PCH de Brazo Seco de las cabeceras municipales de El Charco, Mosquera, La Tola y Bocas de Satinga del departamento de Nariño, los proyectos de Mapiripán, Puerto Alvira y Puerto Rico en el departamento del Meta y SIPI, y otras localidades del departamento del Chocó. Con la ejecución de este plan se atenderán cerca de 20.200 usuarios, con 24 horas de prestación del servicio.

Térmicos

Construcción, repotenciación, remodelación y mejoramiento de sistemas eléctricos, para lo cual se destinan \$60.164 millones, equivalentes a US\$25,8 millones. Los recursos para atender este Plan pertenecen en un 96% al rubro del FAZNI. Con la ejecución de este plan se atenderán cerca de 23.500 usuarios, asegurando la prestación del servicio de 12 horas.

Alternativos

Estudios, construcción e implementación de energías alternativas, para lo cual se destinan \$7.769 millones, equivalentes a US\$3,32 millones. Del Plan de Energización se destaca el proyecto piloto de sustitución de generación diesel por bagazo de caña de azúcar (biomasa) a desarrollarse en Solita, departamento del Caquetá.

ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO REHABILITACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA DE LAS ZNI

CONCEPTO	%	VALOR
Total AOM 2004 Presupuestal		\$9.283.100.000
Ejecutado AOM 2004	44,00%	\$4.084.564.000
Ejecutado AOM 2004 en el 2005	55,13%	\$5.17.407.150
Falta por ejecutar AOM 2004	99,13%	\$81.128.850

8. CRÉDITOS, RECAUDOS Y PAGOS DE OBLIGACIONES POR SECTOR Y ACTIVIDAD EN 2005

La Gestión de la FEN durante el 2005 tuvo como marco de referencia la decisión de la Junta Directiva del 24 de agosto de 2004 y 2 de junio de 2005; teniendo en cuenta la proximidad de la solución a las dificultades ocasionadas por la garantía a Termopaipa IV, la Junta Directiva impartió instrucciones para optimizar el patrimonio de la Entidad dejando a su cargo y hasta su vencimiento las contingencias y obligaciones, enfocándose en actividades de banca de inversión y negocios fiduciarios, manteniéndose sin captar nuevos fondos ni hacer créditos nuevos.

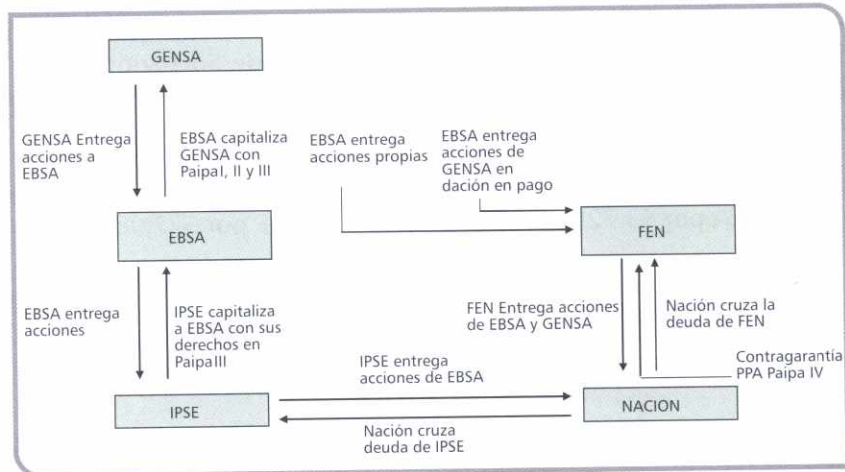
Entretanto, la operación de la entidad ha continuado enmarcada dentro de las acciones aprobadas por la Junta en mayo de 2000, centrando sus actividades en el recaudo de cartera, manejo de portafolio, pago del servicio de deuda de las obligaciones crediticias y de las emisiones de bonos en los mercados financieros nacional e internacional, pago de las garantías otorgadas a los proyectos Termobarranquilla y Termopaipa IV y servicios de apoyo a proyectos que se están adelantando en el sector en materia de banca de inversión.

Dentro del proceso de recaudo de cartera, durante el año 2005 se recuperó la cartera más cuantiosa que era la asociada a los pagos de la garantía al proyecto Termopaipa IV por \$466.684,9 millones.

Todo este proceso se hizo según lo aprobado por el CONPES. Mediante Decreto Número 3001 del 30 de agosto de 2005 expedido con fundamento en la Ley 51 de 1990 se autorizó a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público para recibir de la FEN las acciones de EBSA y GENSA que recibiera como pago de la deuda de EBSA, hasta cancelar la totalidad de la deuda de la FEN con la Nación. Mediante el Decreto 3222 del 13 de septiembre de 2005 se autorizó a la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito

Público para, entre otros, recibir del IPSE las acciones de EBSA correspondientes a la capitalización en esta empresa de sus derechos en Termopaipa III, de acuerdo con el siguiente esquema:

ESQUEMA GENERAL



En resumen, en relación con la cartera a cargo de EBSA se efectuaron las siguientes operaciones:

- EBSA entregó en dación en pago a la FEN las acciones producto de la capitalización en GENSA de las centrales Termopaipa I, II y III por valor de \$180.709 millones y acciones propias de EBSA por valor de \$285.976 millones.
- De conformidad con lo recomendado por el CONPES, la FEN reliquidó los intereses de mora de la deuda a cargo de EBSA, lo que significó una disminución de la deuda en \$ 147.457 millones y refinanció la deuda remanente a cargo de esta empresa, por valor de \$ 212.578 millones a un plazo de siete años, incluyendo uno de gracia.

Las acciones recibidas por la FEN se entregaron en pago de la deuda que adquirió la FEN con la Nación en los años 2000, 2001 y 2002 cuyo monto incluyendo los intereses ascendía a US\$204.783.127, equivalente a \$467.026.713.046, en la siguiente forma:

CONCEPTO	VALOR (USD)	VALOR (COL\$)
Acciones de GENSA recibidas por la Nación con fecha 21 de octubre de 2005	79.120.912,80	180.709.000.000
Acciones de EBSA recibidas por la Nación con fecha 24 de noviembre de 2005	125.264,650,12	285.413.000.000
Acciones de EBSA recibidas por la Nación con fecha 29 de noviembre de 2005	247.415,47	562.969.160
Abonos en efectivo	150.148,83	341.743.886
Total deuda de la FEN con la nación	204.783.127,22	467.026.713.046

Otros hechos a destacar de la gestión de la FEN durante el año 2005 son los siguientes:

- Prepago por parte de ISAGEN de US\$190 millones del crédito No. 120484 cuyo vencimiento estaba programado para el 15 de junio de 2006, más US\$60 millones del crédito No. 11439 con vencimiento en la misma fecha. Adicionalmente, el 11 de enero de 2006 ISAGEN efectuó un nuevo prepago del crédito No. 120484 por valor de US\$22.0 millones. Junto con los prepagos indicados, ISAGEN canceló \$15.873,5 millones como compensación de los prepagos del 28 de diciembre y \$749,0 millones por el prepago del 11 de enero.

- Pagó oportunamente sus obligaciones con la Banca Internacional por un total de US\$57,7 millones equivalentes, incluido capital e intereses.
- Atendió el pago de las garantías emitidas para respaldar los contratos de compra de disponibilidad de potencia firmados entre CORELCA y TEBSA respecto de la Central Termobarranquilla y entre la Empresa de Energía de Boyacá S.A. y la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. en relación con la Central Termopaipa IV. Los pagos hechos a TEBSA ascendieron a \$121.277 millones y a la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. a \$76.757 millones.
- Adicionalmente, recibió prepagos de créditos a cargo de ESSA por US\$2.255.274, CENS por US\$197.717, TRANSELCA por \$3.720 millones y ELECTRICARIBE por \$22.088,96 millones.
- Recuperó cartera en moneda extranjera por \$728.400,8 millones y en moneda nacional por \$220.704,4 millones, incluidos capital e intereses
- Recuperó el saldo de la cartera de créditos redescontados por \$73,3 millones.
- Obtuvo reembolsos por capital de \$108.373 millones e intereses de \$492 millones por parte de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto de los pagos hechos por la FEN en virtud de la garantía otorgada al proyecto Termobarranquilla. Adicionalmente CORELCA trasladó a la FEN \$85.500 millones para honrar parte de esta garantía.
- Obtuvo a partir del 3 de noviembre de 2005 reembolsos por capital de \$13.378 millones e intereses de \$67 millones por parte de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto de los pagos hechos por la FEN en virtud de la garantía otorgada al proyecto Paipa IV.
- Creó cartera por \$6.730,6 millones por concepto de capitalización de intereses de algunos créditos otorgados para financiar el programa PLANIEP.
- Reestructuró el crédito otorgado a ENERTOLIMA por valor de \$32.283 millones, el cual será pagado bajo la modalidad bullet en septiembre de 2006 con los recursos que se obtengan en el proceso de capitalización de dicha empresa.
- Pagó las utilidades del ejercicio de 2003 por \$12.256,6 millones, según lo dispuesto por la Asamblea General de Accionistas y el CONPES, previa aplicación de \$1.362 millones como reserva legal.
- Mejoró la calificación de riesgo otorgada por Duff and Phelps la cual pasó de categoría AA+ a Categoría AAA que significa emisiones con la más alta calidad crediticia.
- Al igual que la Nación, mejoró la calificación de Standard and Poor's la cual quedó en categoría BB con Outlook positivo.
- Administró los contratos fiduciarios suscritos para adelantar las vinculaciones de capital a ENERTOLIMA y Ecogas. En este último proceso la FEN es además el Promotor para la constitución de la Sociedad Transportadora de Gas del Interior S.A. ESP - TGI, futura compradora de los activos de Ecogas, de conformidad con el Decreto 1404 de 2005. Adicionalmente administró los encargos fiduciarios recibidos de DISPAC y de la Nación (acciones de EPSA) y el Convenio para el manejo de los recursos de los fondos de subsidios del sector eléctrico y del sector gas.
- Suscribió un encargo fiduciario para manejar recursos de CARBOCOL en liquidación.

Durante el periodo la FEN no efectuó captaciones nuevas en los mercados financieros locales ni en los internacionales.

Expectativas para 2006

En el 2006 los desembolsos de crédito de la FEN serán únicamente los relacionados con la capitalización de intereses del PLANIEP por aproximadamente \$5.180 millones.

Las proyecciones de recuperación de cartera son las siguientes:

- Cartera en moneda extranjera: US\$56 millones
- Cartera en moneda local: \$108.166 millones
- Recuperación contragarantías: \$291.802 millones

Las proyecciones para el año 2006 tienen en cuenta los análisis presentados a la Junta Directiva en su reunión del 2 de junio de 2005, en relación con la optimización del patrimonio de la FEN

Las proyecciones de pagos a cargo de la FEN durante el año 2006 son las siguientes:

PROYECCION DE PAGOS FEN PARA EL AÑO 2006 (MILLONES DE PESOS)

CONCEPTO	AÑO 2006
Pagos de Garantía Termobarranquilla y Termopaipa IV	291.801,8
Desembolsos de créditos	-
Compra de divisas para pago de deuda externa	706.168,2
Pago de aportes al Fondo de Contingencias de Entidades Estatales	526,3
Pago dividendos a los accionistas	447.780,5
Pagos de Funcionamiento	3.197,1
Pagos de servicios derivados de la operación financiera	1.701,6
Contribuciones a entes gubernamentales (Superbancaria, UPME, Contraloría General)	4.442,9
Impuestos	151.807,1
Compra de activos y otros gastos	270,0
TOTAL	1.607.695,4

Fuente: FEN

9. MARCO REGULATORIO SECTOR ELÉCTRICO

9.1 MERCADO MAYORISTA

9.1.1 CARGO POR CAPACIDAD

Durante el 2005 la CREG estudió y evaluó diferentes mecanismos para definir un nuevo instrumento para desarrollar la regulación del cargo por capacidad, los parámetros generales y una agenda de trabajo para desarrollar e implementar el mecanismo que reemplazará el actual Cargo por Capacidad.

La CREG presentó para comentarios de la industria, una alternativa que demanda la implementación de un mercado de opciones de energía firme como mecanismo de remuneración del cargo por capacidad.

Durante el primer semestre de 2006 la CREG se encuentra desarrollando los detalles de la propuesta en aspectos tales como la definición de energía firme, esquemas de garantías, subastas, definición de precios de ejercicio, esquemas de contratos de gas, pruebas de disponibilidad, mercado secundario y participación de la demanda en programas de desconexión voluntaria, entre los aspectos más relevantes.

9.1.2 GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES SUSTITUTOS

Con el objeto de mejorar y precisar la regulación relativa a la remuneración de la generación de seguridad fuera de mérito cuando se utilizan combustibles alternos se expidieron las Resoluciones CREG 084, 108 y 109 de 2005.

9.1.3 DESPACHOS ALTERNOS

Para lograr un mayor grado de eficiencia económica en el despacho de recursos térmicos con tiempos fuera de línea muy grandes, mediante la Resolución CREG 121 de 2005 se incluyó una nueva causal de redespacho que busca incorporar la condición de operación de cada una de las unidades de generación, con el fin de evitar el arranque de unidades de generación que pueden ser remplazadas por plantas que se encuentran en operación.

9.1.4 COORDINACIÓN GAS-ELECTRICIDAD

Dado que los sectores de gas y electricidad son regulados, las reglas deben ser concordantes para facilitar una operación eficiente y que no comprometa la prestación de los servicios públicos de energía y gas, para lo cual se busca regular aspectos relacionados con el flujo de información entre los dos sectores y las responsabilidades de los diferentes agentes involucrados en una operación coordinada de electricidad y gas.

Mediante la Resolución CREG 086 de 2005 se sometió a consulta una propuesta para establecer la información operativa y los medios de divulgación para coordinar los sectores de gas y electricidad.

9.1.5 OFERTA DE PRECIOS EN ENLACES INTERNACIONALES

Mediante el Documento CREG 005 de 26 de enero de 2005, la CREG puso a disposición de los interesados una propuesta de modificación de oferta de precios en bolsa de energía de enlaces internacionales que no son parte de un mercado regulatoriamente integrado, lo cual se reguló con la expedición de la Resolución CREG 023 de 2005.

9.1.6 FUNCIONES DEL CND

Mediante Decreto 848 de 2005, el Gobierno autorizó la constitución de una sociedad anónima prestadora de servicios públicos, encargada de desarrollar dentro de su objeto social, las funciones del CND, ASIC y LAC. Con fundamento en esta autorización se creó la empresa XM.

La CREG reguló lo relativo al traslado de funciones de CND, ASIC y LAC, las cesiones de contratos de mandato y el traslado de garantías de ISA a la nueva empresa, con la expedición de las Resoluciones CREG 025 y 078 de 2005.

9.1.7 MECANISMOS DE CUBRIMIENTO PARA LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

A mediados de 2005 se expidió la Resolución CREG 079, mediante la cual se ajustaron los prepagos semanales y se solicitó al ASIC la elaboración de un reglamento de garantías a partir de lo establecido en dicha Resolución.

El reglamento fue puesto a consideración de los agentes y terceros interesados quienes hicieron llegar sus comentarios y se aprobó la Resolución CREG 019 donde se definen los mecanismos de cubrimiento que deben presentar los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista y se acoge el reglamento elaborado por el ASIC.

9.1.8 PRECIOS DE LA GENERACIÓN TÉRMICA A GAS ANTE RACIONAMIENTO DE GAS NATURAL

En sesión CREG del 2 de mayo de 2006, se adoptó una Resolución mediante la cual se establece que la generación térmica a gas debe considerarse como Generación de Seguridad Fuera de Mérito si se cumple lo siguiente:

- a) Declaratoria de Racionamiento Programado de gas natural, por parte de la autoridad competente, en el cual se establece la eficiencia térmica como criterio de despacho.
- b) Oferta de precios, por parte de los generadores térmicos a gas despachados considerando su eficiencia térmica, superior al precio de Bolsa

9.2 TRANSMISIÓN

9.2.1 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN

Se expidió la Resolución CREG 007 de 2005 que definió las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el siguiente periodo tarifario.

9.3 DISTRIBUCIÓN

9.3.1 CALIDAD DE LA POTENCIA

Se emitieron las resoluciones CREG 024 y 110 de 2005 con el objeto de presentar y regular las definiciones, los antecedentes, las ventajas de usar el PST, la metodología usada para medir fluctuaciones de tensión, los equipos de medición, el plan para instalar el sistema de medición y registro del indicador PST y el plan de recolección de datos.

9.3.2 REMUNERACIÓN ACTIVOS DE TERCEROS

Durante el 2005, la CREG preparó varios proyectos regulatorios que pretendían establecer reglas claras para el reconocimiento de los activos de terceros, en concordancia con la remuneración que reciben los Operadores de Red por tales activos.

9.4 COMERCIALIZACIÓN

En relación con esta actividad de la cadena del servicio público de electricidad, la CREG ha trabajado durante el 2005 en los siguientes aspectos: i) Fórmula Tarifaria General; ii) Remuneración de la Actividad de Comercialización; iii) Reglamento de Comercialización; iv) Calidad de Comercialización y v) Comercialización Minorista.

9.4.1 FÓRMULA TARIFARIA GENERAL

Con la expedición de la Resolución 047 de 2002, la CREG sometió a consideración de agentes, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período. Se expidió la Resolución 019 de 2005, mediante la cual se publicó un nuevo proyecto de resolución para la adopción de la fórmula tarifaria general para calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN.

9.4.2 REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

La CREG contrató un estudio para identificar y establecer de forma desagregada cada uno de los componentes de costos que determinan la remuneración de la actividad de comercialización de electricidad en Colombia en condiciones de eficiencia económica y un estudio para valorar el riesgo de cartera en la actividad de comercialización.

9.4.3 REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN

Como parte del proceso de construcción de una propuesta regulatoria en este tema, el Comité Asesor de Comercialización - CAC, envió a la CREG en el 2005 una propuesta de reglamento de comercialización que plantea una serie de procedimientos para solucionar los inconvenientes presentados en las relaciones entre los diferentes actores de la cadena.

9.4.4 CALIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

Se diseñaron los términos de referencia para la elaboración de un estudio que cumpla con el objetivo mencionado anteriormente. Dicho estudio se adelantará durante el 2006 y tendrá un plazo de cuatro meses.

9.4.5 COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

Durante el 2005 la CREG contrató un estudio con NERA Economic Consulting, titulado "Aspectos fundamentales de la introducción de competencia en el mercado minorista eléctrico". Así mismo, ha establecido las posibles alternativas que pueden ser desarrolladas para el esquema de comercialización en el país.

9.5 OTROS TEMAS SECTOR ELÉCTRICO

9.5.1 MARCO REGULATORIO ZONAS NO INTERCONECTADAS

Se concluyó el análisis sobre la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en las ZNI.

Se presentó a consulta la Resolución CREG 033 de 2005 con la propuesta de metodología para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI y se realizaron 4 audiencias públicas en las ciudades de Bogotá, Villavicencio, Quibdó y Tumaco, durante el mes de septiembre de 2005.

9.5.2 PRESUPUESTO CND-MEM

Para el 2005, los Ingresos Regulados por concepto de los servicios prestados por el CND, ASIC y LAC se establecieron con la Resolución CREG 092 de 2004. Para el 2006, con la misma metodología, la Resolución CREG 124 de 2005 establece los ingresos.

9.5.3 INTEGRACIÓN VERTICAL Y HORIZONTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Con el objeto de atender los mandatos de ley sobre promoción de la competencia, prevención del abuso de posición dominante y de la concentración accionaria, la CREG sometió a un período de consulta con los agentes del sector y terceros interesados la Resolución 104 de 2005.

Se expidió la regulación definitiva (Resolución CREG 001 de 2006), en la que:

- Se justificó la pertinencia de eliminar el límite de participación en el mercado en la actividad de distribución
- Se establecieron las metodologías y los procedimientos necesarios para establecer, sin ambigüedad, la participación de una empresa en las actividades de generación y comercialización de electricidad
- Se aclaró el concepto de control y subordinación pertinente para calcular la participación en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica.
- Se definieron plazos para adecuarse a los límites en el caso de que alguna empresa los excediera al momento de expedirse la Resolución.

9.6 PARTICIPACIÓN CIUDADANA EN LA ACTIVIDAD MISIONAL DE LA CREG

De conformidad con el Decreto 2696 del 24 de agosto de 2004, la CREG divulgó en su página web los proyectos de resoluciones que pretendía adoptar, e invitó a los agentes, usuarios y terceros interesados a participar con sus observaciones. Así mismo, tratándose de proyectos de fijación de fórmulas de tarifas, organizó audiencias públicas para presentar y discutir los diferentes aspectos de las propuestas. De igual forma, se publicó la agenda regulatoria en la web y se recibieron comentarios.

10. ENERGÍA NUCLEAR

10.1 COOPERACIÓN TÉCNICA INTERNACIONAL

El Grupo de Asuntos Nucleares del Ministerio de Minas y Energía, Oficina Nacional de Enlace con el Organismo Internacional de Energía Atómica - OIEA, efectuó a lo largo del año el proceso de monitoreo y seguimiento a la ejecución de los proyectos nacionales que conformaban el Programa Nacional de Cooperación Técnica Colombia-OIEA (2003-2004), lo mismo que a diez (10) proyectos regionales, seis (6) de ellos en el marco del Programa ARCAL.

También durante el 2005 se adelantó la coordinación y apoyo técnico para identificación y formulación de los perfiles de proyectos nacionales y regionales de cooperación para el bienio 2007-2008.

El Programa Nacional de Cooperación Técnica Colombia-OIEA en aplicaciones pacíficas de la energía nuclear aprobado y financiado para ser ejecutado durante el bienio 2005-2006, quedó conformado por los siguientes proyectos:

- Determinación de las técnicas óptimas como soporte al desminado humanitario, (COL/1/009)
- Planeamiento energético para el desarrollo de la sustentabilidad energética, (COL/0/010)
- Implementación de la Técnica de Radioterapia Intensa Modulada (COL/6/013)
- Utilización de Nuevas Técnicas en Medicina Nuclear para el mejoramiento del sector salud (COL/6/011)
- Aprovechamiento Integral y Seguro del Reactor Nuclear IAN-R1, (COL/1/010)
- Desarrollo del recurso humano y apoyo a la tecnología nuclear, (COL/0/009)

10.2 REGLAMENTACIÓN

Durante el 2005, como parte de la construcción del marco regulatorio, se expidieron las siguientes normas:

- Resolución 180208 del 25 de febrero de 2005, por la cual se modifican y adicionan las Resoluciones 181304 y 181478 de 2004, que reglamentan la expedición de la Licencia de Manejo de Materiales Radiactivos y el procedimiento para la evaluación de inspecciones a las instalaciones donde se gestionan materiales radiactivos y nucleares, respectivamente.
- Resolución 181682 del 9 de diciembre de 2005, por la cual se adopta el Reglamento para el Transporte Seguro de Materiales Radiactivos. El Reglamento establece los requisitos y condiciones mínimas que deben satisfacer las personas naturales o jurídicas interesadas en realizar transporte de materiales radiactivos en Colombia, para todas las modalidades de transporte por vía terrestre, acuática o aérea.
- Resolución 181757 del 26 de diciembre de 2005, por la cual se crea el Grupo de Trabajo de Asuntos Nucleares en la Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía.
- Resolución 181778 del 29 de diciembre de 2005, por la cual se fijan las tarifas a cobrar por servicios de licenciamiento, vigilancia y control de usuarios de materiales radiactivos en el INGEOMINAS.

Con el apoyo del Ministerio de Energía de los Estados Unidos de América, a través del Programa de Reducción de Amenaza Radiológica (PRAR), y del OIEA, el Grupo de Asuntos Nucleares del Ministerio de Minas y Energía y el Grupo de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica del INGEOMINAS adelantaron un trabajo conjunto de optimización y mejoramiento de las condiciones de seguridad física y radiológica para los sitios donde se utilizan fuentes intensas de radiación gamma con niveles de actividad mayores de 100 Ci.

Estas medidas hacen parte de una estrategia general orientada a la construcción de una cultura de la seguridad, coherente y armónica con lo establecido en el Código de Conducta sobre Seguridad Tecnológica y Física de las Fuentes Radiactivas (OIEA, 2004), y son parte integral del conjunto de medidas reglamentarias que se vienen implementando en el país y cuyo cumplimiento es de carácter obligatorio, con el fin de garantizar el uso seguro del material radiactivo en las diferentes prácticas.

10.3 CONVENCIONES INTERNACIONALES EN MATERIA NUCLEAR

El 11 de mayo de 2005, en la ciudad de Viena (Austria), la representación permanente de Colombia ante la Oficina de las Naciones Unidas y los Organismos Internacionales, suscribió por parte del Gobierno colombiano el Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias en relación con el Tratado para la proscripción de las armas nucleares en América Latina. Al final del año se presentó ante el Congreso el proyecto de ley para la aprobación del mencionado Protocolo Adicional.

11. REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS - RETIE

El alto impacto en el sector eléctrico, especialmente en el comercio de productos que deben demostrar el cumplimiento de requisitos establecidos en el Reglamento, hizo que durante el segundo semestre de 2005 se dedicaran esfuerzos a la difusión y aclaración de su contenido en distintos foros.

El Ministerio de Minas y Energía preparó una cartilla que en forma didáctica permite llegar a cualquier ciudadano en el conocimiento y comprensión del RETIE, cartilla que publicó la UPME en marzo de 2006 y que se está utilizando en la difusión del Reglamento.

Para atender algunas inquietudes, especialmente relacionadas con la evaluación de la conformidad tanto de las instalaciones como los productos objeto del Reglamento, fue necesario expedir la Resolución 181419 del primero de noviembre de 2005, donde se aclaró principalmente a qué tipo de productos les aplica el Reglamento y cómo demostrar algunas excepciones.

Igualmente, con los mecanismos para demostrar la conformidad de las instalaciones eléctricas con el Reglamento, se da claridad de la aplicación de la Ley 842 de 2003 que regula el ejercicio de la profesión de la ingeniería y sus profesiones afines y auxiliares, y con esto la minimización de riesgos de origen eléctrico al asumir cada instancia profesional su rol y responsabilidad.

Otro aspecto importante de la Resolución 181419 de 2005, está en que el Ministerio de Minas y Energía como regulador asume la responsabilidad de estudiar y conceptuar sobre la equivalencia de normas internacionales para la homologación de certificados expedidos por organismos de certificación extranjeros, dando cumplimiento al acuerdo de obstáculos técnicos al comercio. Esta es la actividad que más ha demandado tiempo en relación con el RETIE.

12. TEMAS COMPLEMENTARIOS

12.1 AVANCES SOBRE USO RACIONAL DE ENERGÍA

Para cumplimiento de las funciones en esta materia, la UPME abordó labores de divulgación, promoción, planeación e institucionales, encaminadas principalmente a definir y poner en práctica la cultura de URE en los diferentes sectores y su aplicación a algunas actividades en las cuales participa directamente el Estado.

Las principales actividades y logros durante el 2005, se pueden resumir como sigue:

1. Se diseñó una estrategia de Uso Racional de la Energía aplicable al sector industrial.
2. Se firmó e inició un convenio interadministrativo con el CERREJÓN para implementar en esta entidad un Programa de Gestión Integral de la Energía a manera de proyecto piloto demostrativo, el cual incluye entre otros opciones tales como: Sustitución de energéticos en el transporte, montaje de un parque eólico, montaje de una planta de trigeneración y desarrollo de material didáctico URE para la minería nacional.
3. Se firmó e inició un convenio interadministrativo con COLCIENCIAS, dentro del cual en julio se dio apertura a una convocatoria pública para la realización de proyectos en el tema de Uso Racional de la Energía aplicable al sector industrial y al área de educación.
4. Se conformó un grupo de trabajo con el sector industrial para el desarrollo del tema URE en este sector; en este contexto se analizó la estrategia URE desarrollada por la UPME y se programó para el 2006, en asocio con la ANDI, la realización del evento académico "Tercer seminario Internacional URE".
5. Como resultado de la gestión UPME en el tema de etiquetado URE, esta Unidad actualmente está liderando y ejecutando a nivel de la Comunidad Andina de Naciones CAN el proyecto PNUD – GEF CSL Andino.

12.1.1 PROGRAMA CONOCE

Se continuó con el desarrollo del PROGRAMA CONOCE, elaborándose el borrador del Reglamento de Eficiencia Energética para algunos equipos eléctricos y electrodomésticos, con destino a la aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Comercio Industria y Turismo.

12.1.2 DISEÑO DE ALTERNATIVAS PARA UN PROGRAMA INTEGRAL DEL MANEJO DE LA DEMANDA DE TRANSPORTE PARA LA CIUDAD DE BOGOTÁ

Con este estudio desde la óptica del URE se aportan criterios para establecer un programa del Manejo Integral de Demanda de Transporte, mediante un piloto para la ciudad Bogotá, el cual servirá como modelo para el nivel nacional. Con base en la información y actividades del proyecto, se identificaron cuatro estrategias para implementar el URE en el sector transporte:

- a. Mejoramiento del servicio de transporte público y de su eficiencia en el consumo de combustible; masivo, colectivo e individual (taxis)
- b. Eliminación de distorsiones de mercado
- c. Gestión de parqueo
- d. Cultura y prácticas de conducción

Como una segunda fase de este proyecto se acaba de iniciar y ha de realizarse durante el segundo semestre de 2006 la implementación de la estrategia del ítem "iv" en cuanto a cultura y profesionalización en los conductores (particulares y públicos de carga, buses, busetas, taxis y privados). Se esperan impactos positivos para una mayor eficiencia y racionalidad del uso de combustibles. En esta etapa se divulgará material didáctico mediante campañas acompañadas de entidades como el Ministerio de Transporte y la Secretaría de Tránsito de Bogotá.

12.1.3 DISEÑO DE LA ESTRATEGIA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA APLICABLE AL SECTOR INDUSTRIAL COLOMBIANO

Se desarrolló un programa para el fomento de URE en el sector industrial. Con este proyecto la UPME identificó las alternativas, estrategias y programas que se requieren implantar en el sector Industrial para adelantar un programa masivo de URE. Este trabajo brinda herramientas para que el diseño del PROURE a nivel industrial en el país.

12.1.4 PROYECTO PILOTO URE EN EL SECTOR TERCIARIO

Se continuó con la difusión de la metodología para programas integrales de energía en centros hospitalarios (auditorías energéticas). Se presentaron los resultados y el aplicativo del programa de URE en hospitales estatales. Fueron invitados un total de 60 hospitales de la ciudad de Bogotá y los municipios cercanos, a quienes se les suministró material e indicaciones sobre la metodología para la evaluación técnico económica de las oportunidades de URE en centros hospitalarios.

12.1.5 ETIQUETA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA LA REGIÓN ANDINA

Se inició con el PNUD, un proyecto para divulgar en la Región Andina las experiencias de la UPME en la adopción e implementación de normas y etiquetado en eficiencia energética, para transformar la producción y mercado de equipos consumidores de energía hacia niveles superiores de desempeño energético, apoyando a estos países en su desarrollo en términos ambientales y económicos.

El proyecto aplica a electrodomésticos, equipos e iluminación; no aplica a procesos industriales ni al sector transporte.

12.1.6 NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

En cuanto a la elaboración y actualización de referencias técnicas que faciliten condiciones para el desarrollo de un mercado sano de las FNCE, se continuó apoyando la elaboración y actualización de normas técnicas colombianas NTC; se participó en tres comités técnicos del Instituto Colombiano de Normas Técnicas - ICONTEC en los temas de energía solar fotovoltaica, energía solar térmica y energía eólica, obteniéndose las siguientes normas NTC:

- a. NTC-1736 energía solar, definiciones y nomenclatura
- b. NTC-2775 energía solar fotovoltaica, terminología y definiciones
- c. NTC-5287 aerogeneradores, requisitos de seguridad

12.1.7 EVALUACION E INVENTARIOS DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Para garantizar la disponibilidad de información de los recursos energéticos no convencionales, con que cuenta el país, principalmente los renovables (sol, viento, hidroenergía, biomasa, geotermia, océanos), se viene trabajando en la construcción de las bases de datos y mapas de los recursos energéticos no convencionales, mejoramiento de la calidad y resolución de los mapas existentes y en la publicación de sus resultados.

En el tema de fuentes no convencionales de energía se continuaron labores con el IDEAM para el establecimiento de inventarios al nivel nacional de su disponibilidad:

- Se publicó en medio impreso el Atlas de Radiación Solar de Colombia.
- Se estableció una metodología para la evaluación del recurso eólico, recopilando, verificando, evaluando, complementando estadísticamente y corrigiendo la información de más de 400 estaciones de datos diarios de viento durante mas de 20 años.
- Se publicó en medio impreso el Atlas de Viento de Colombia
- Se inició la realización del Atlas Hidroenergético de Colombia

12.1.8 SISTEMA DE INFORMACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS –SI3EA

En cuanto a la recopilación y difusión de información se iniciaron labores para convertir el Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Alternativas -SI3EA- en un sistema de gestión de información y conocimiento que facilite a los diferentes actores de las FNCE el suministro y acceso a la información en estos temas y a la vez se facilite mediante un sobrenombre y palabra clave en suministro de información clave para la realización de diagnósticos actualizables anual o semestralmente, que faciliten el planeamiento en las FNCE en Colombia.

12.1.9 ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA EVALUACIÓN DE LA ORDEN AL MÉRITO URE

La Orden al Mérito URE es una condecoración anual del Gobierno Nacional al Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, que busca estimular acciones que permitan alcanzar la máxima eficiencia energética y el uso de las fuentes no convencionales, mediante proyectos realizados en los sectores industrial, investigativo y de enseñanza, entre otros.

Siguiendo los lineamientos del Decreto 3683 de 2003 reglamentario de la Ley URE 697, la UPME realizó en el 2005 la primera convocatoria al Mérito URE. En total se recibieron 11 proyectos, los cuales fueron revisados y evaluados en conjunto por la UPME y COLCIENCIAS, quienes realizaron un informe con las recomendaciones para la CIURE.

12.2 GESTION AMBIENTAL

Conjuntamente con la OLADE, la UPME organizó Seminario Andino sobre el Mecanismo de Desarrollo Limpio, el cual se llevó a cabo en la ciudad de Medellín entre el primero y el 3 de marzo de 2005, en el marco del Proyecto: “Metodologías para la Implementación de Mecanismos Flexibles de Kyoto (MDL)” Subvencionado por la Comisión Europea – Programa SYNERGY. El seminario contó con alta atención de expertos internacionales y numerosos participantes de todo el país.

En desarrollo de la agenda conjunta que mantiene con la Oficina Colombiana para la Mitigación del Cambio Climático del MAVDT, la UPME calculó la “Línea Base para Proyectos de Generación de Pequeña Escala Interconectados a la Red para el año 2004”, y la “Línea Base Colombiana para proyectos de Escala Completa conectados a la red, que generan con recursos energéticos renovables”, valores que fueron acogidos por resolución del Ministerio de Minas y Energía y que ya han sido utilizados por agentes privados para presentar proyectos ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio, con el fin de obtener beneficios económicos provenientes de la venta de Certificados de Reducción de Emisiones de gases de efecto invernadero.

12.3 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ

La ejecución de la interconexión eléctrica Colombia - Panamá constituye un paso fundamental en la integración de los mercados eléctricos de América Central y la Región Andina, con la visión de la conformación de un mercado eléctrico supraregional, que se traducirá en mayores beneficios para la región, asegurando:

- La prestación del servicio eléctrico con altos estándares de calidad, seguridad y confiabilidad
- El sostenimiento de los mercados
- Tarifas económicas del servicio
- Una mejor calidad de vida para los habitantes de la región

12.3.1 RESPALDO DE LOS GOBIERNOS A LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ

Los Gobiernos de Colombia y Panamá han venido dando un impulso importante al desarrollo del proyecto. En el 2003 se firmó el "Memorando de Entendimiento" de la X Reunión de la Comisión de Vecindad Colombo - Panameña, a través del cual ambos países acordaron promover las acciones necesarias para determinar la viabilidad de la integración energética y formalizar los grupos de trabajo necesarios para desarrollar el objeto previsto.

Los importantes avances que se han logrado desde entonces se han concretado en la realización de los estudios ambiental, eléctrico y energético, con el fin de asegurar la viabilización de la interconexión, los cuales fueron reconocidos en el marco de la XI Reunión de la Comisión de Vecindad Colombo- Panameña llevada a cabo durante los días 5, 6 y 7 de febrero de 2006, en la cual los Gobiernos de ambos países se congratularon y expresaron su satisfacción y apoyo a dichos avances, y se lograron los siguientes acuerdos:

- a. Existe el interés en continuar los estudios de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, dados los beneficios que su desarrollo pueda representar para los dos países. Para avanzar en el logro de este objetivo se acuerda priorizar los esfuerzos en los siguientes cuatro temas: i) armonización regulatoria para definir el esquema de transacciones de energía; ii) ejecución de los estudios de ingeniería básica; iii) continuación de los análisis ambientales de las posibles rutas y iv) análisis de los esquemas de desarrollo del tramo Panameño.
- b. Se solicita a los organismos reguladores de los dos países (CREG en Colombia y ERSP en Panamá), preparar los términos de referencia para i) en una primera etapa, ejecutar un estudio de corto plazo que permita realizar la armonización binacional de la regulación eléctrica aplicable, para facilitar los intercambios de energía y ii) en una segunda etapa, más amplia y de mediano plazo, realizar un estudio que considere la armonización entre mercados regionales
- c. Coordinar las acciones entre ISA y ETESA para avanzar en la ejecución de los estudios de ingeniería básica (prediseños). Para este trabajo se tendrá un acercamiento con el Banco Interamericano de Desarrollo para solicitar financiación no reembolsable para su ejecución. Se estima un plazo de 10 meses para la ejecución de este estudio, a partir de la contratación correspondiente.

Adicionalmente se hace necesaria la actualización permanente de los estudios energéticos, acorde con los planes y escenarios de desarrollo en cada país (lo cual estará bajo la responsabilidad de ETESA y XM, con la vinculación y participación de COPE y UPME).

- d. Asegurar la continuidad de los estudios ambientales en cada país por parte de ISA y ETESA. Al igual que con los estudios técnicos, es conveniente buscar apoyo de la banca multilateral en la financiación y ejecución de los estudios.
- e. Todas las actividades anteriores deberán ser ejecutadas en forma paralela. Igualmente, se acuerda organizar reuniones con las entidades y agentes relacionados con el sector, para promover y difundir el proyecto y sus beneficios.

En cumplimiento de estas disposiciones se vienen ejecutando las acciones necesarias para el logro de los objetivos propuestos.

12.4 PROGRAMA DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA MESOAMERICANA – PIEM

El 13 de diciembre de 2005, en el marco de la Cumbre sobre la Iniciativa Energética Mesoamericana llevada a cabo en Cancún México, el Gobierno de Colombia suscribió la llamada "Declaración de

Cancún", mediante la cual los Jefes de Estado y de Gobierno de Belice, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá y República Dominicana y sus representantes, con la firme voluntad de impulsar el desarrollo económico sustentable y la integración regional mesoamericana, acordaron reafirmar el interés y el compromiso de continuar con la implementación del Programa de Integración Energética Mesoamericana – PIEM, para lo cual buscarán el fortalecimiento de los mercados integrados de petrolíferos, gas natural y electricidad, bajo una óptima de maximizar el uso de las fuentes renovables y la eficiencia energética.

El Programa de Integración Energética Mesoamericana comprende siete proyectos a saber:

- Planta de Refinación de Crudo
- Cogeneración Eléctrica
- Red de Franquicias PEMEX
- Integración Eléctrica México- Centroamérica- Colombia
- Gasificación de Centroamérica
- Energías Renovables
- Eficiencia Energética

En cumplimiento de los compromisos adquiridos, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia conformó los Grupos de Trabajo que lo representarán en las diferentes reuniones de trabajo así: i) Refinería, Franquicia Pemex, LNG: Gasoducto, Regasificadora, ii) Electricidad: Interconexiones y Planta Termoeléctrica iii) Armonización de Normas y iv) Renovables y Eficiencia Energética.

En lo corrido del año 2006, Colombia ha participado en todas las reuniones que se han programado en el marco de dicha Iniciativa, sobre las cuales se destacan las siguientes actividades, en forma cronológica:

- Videoconferencia llevada a cabo el 6 de enero, en la cual se conocieron comentarios de los diferentes países participantes, al documento Términos de Referencia para el Estudio sobre la Integración del Mercado de Hidrocarburos en Mesoamérica y se definió el propósito y alcance que tendrían la Primera Reunión del Comité Técnico y del Grupo de Trabajo de Hidrocarburos del PIEM.
- El 23 de enero se llevó a cabo en México, la Primera Reunión del Comité Técnico y del Grupo de Trabajo de Hidrocarburos del PIEM, en sesión conjunta, en la cual se aprobaron los términos de referencia para la contratación de la Consultora que elaborará el Estudio de integración del mercado de hidrocarburos y expansión de la capacidad de refinación en Mesoamérica, previa incorporación de los comentarios. Adicionalmente, el Comité Técnico se encargó de definir temas relativos a la planeación y organización de los trabajos del PIEM y el Grupo de Hidrocarburos definió el Plan de Trabajo a seguir.
- El 30 y 31 de enero se llevó a cabo la Primera Reunión del Grupo de Energías Renovables y Eficiencia Energética en México, en la cual se contó la participación de representantes de todos los países de la región, quienes expusieron sus puntos de vista y posiciones sobre la implementación y desarrollo de medidas de ahorro de energía y eficiencia energética en sus países. Este intercambio permitió integrar un listado de más de 25 propuestas a partir de las necesidades y oportunidades de los países participantes en la Reunión, y en materia de energías renovables se identificaron acciones para el logro del objetivo propuesto en el marco del PIEM.
- El 16 de febrero se llevó a cabo en San Salvador, Salvador, la reunión de Directores de Energía de los países miembros del SICA, MEXICO y COLOMBIA. El propósito de esta reunión fue la incorporación de las propuestas del PIEM en materia de Eficiencia Energética y Energías Renovables, a las actividades contenidas en la Matriz de Acciones para la Integración y el Desarrollo Energético de Centroamérica, que fue formulada por los Directores de Energía y de Hidrocarburos de Centroamérica con el apoyo del Grupo Interinstitucional (SG-SICA, SIECA, CEAC, CCHAC, BCIE, INCAE, CEPAL y BID), y en la que se identifican las prioridades y la estructura institucional de trabajo de la región en dichos temas.

- El 06 de marzo Colombia envió los comentarios a la primera versión de los Términos de Referencia del "Estudio para definir una estrategia de introducción del Gas Natural a Centro América", de conformidad con lo acordado en la reunión del 23 de enero.
- El 21 de abril se llevó a cabo en México, la Segunda Reunión conjunta del Comité Técnico y el Grupo de Trabajo Hidrocarburos cuyos objetos fueron i) revisar el reporte de las tareas 1 y 2 del Estudio de Integración del Mercado de Hidrocarburos y Expansión de la capacidad de Refinación en Mesoamérica y ii) aprobar los Términos de Referencia del Estudio para definir una estrategia de introducción de Gas Natural en Centroamérica.
- El 18 y 19 de mayo se llevó a cabo en Panamá la Tercera Reunión conjunta del Comité Técnico y el Grupo de Trabajo Hidrocarburos cuyos objetos fueron i) Conocer los resultados y debatir en torno a las tareas 3, 4 y 5 del Estudio de Integración del Mercado de Hidrocarburos y Expansión de la capacidad de Refinación en Mesoamérica, ii) conocer los reportes de avance de las acciones emprendidas en el grupo de trabajo del PIEM con miras a su presentación a los Jefes de Estado y de Gobierno en la Cumbre de la República Dominicana, iii) definir recomendaciones sobre las decisiones y compromisos subsecuentes que los Cancilleres y los Ministros de Energía someterán a la consideración y aprobación de los Jefes de Estado.
- El 1, 2 y 3 de junio, los Presidentes y Delegados de los diez países miembros suscriben en República Dominicana la Declaración de La Romana en relación con el PIEM.

13. EVOLUCIÓN DEL GRUPO ISA DURANTE EL 2005

13.1 RESEÑA

El Grupo Empresarial ISA es uno de los protagonistas de los sectores eléctrico y de telecomunicaciones en Latinoamérica, con presencia en la Comunidad Andina de Naciones, que desarrolla sus actividades mediante su empresa matriz Interconexión Eléctrica S.A. - ISA.

Para prestar servicios de operación, administración y transporte en los mercados eléctricos cuenta con ISA, XM Compañía de Expertos en Mercados, TRANSELCA, ISA Perú, Red de Energía del Perú e ISA Bolivia. Para prestar servicios portador de portadores y de valor agregado, cuenta con INTERNEXA y FLYCOM COMUNICACIONES

Tiene inversiones en los sectores eléctrico y de telecomunicaciones y su negocio fundamental es el transporte de energía eléctrica en Colombia, Perú y Bolivia, países donde tiene una considerable participación porcentual sobre el total en las redes de transporte.

Posee 16.836 Km de redes. En Colombia, a través de ISA y TRANSELCA, participa con el 84% de las redes con tensión mayor o igual a 220 kV. En Perú, con Red de Energía del Perú -REP e ISA Perú, posee el 79% y en Bolivia, con ISA Bolivia, el 51%.

ISA tiene interconexiones internacionales entre Colombia y Venezuela, Colombia y Ecuador, y Perú y Ecuador.

13.2 RESULTADOS DEL GRUPO ISA EN 2005

La gestión del Grupo Empresarial logró resultados significativos entre los que se destacan los siguientes:

- Utilidades netas por \$200.258 millones (41,3% más que en 2004).
- Los ingresos operacionales consolidados fueron de \$1.076.495 millones: 85% de las empresas en Colombia y 15% de las filiales en Perú y Bolivia.
- Mantiene las calificaciones de riesgo en las emisiones de bonos para ISA, TRANSELCA y REP.

En su propósito de participar en el capital de otras sociedades o emprendimientos, en calidad de socio o accionista, en Joint Venture, como miembro de consorcio o de cualquier forma de colaboración empresarial, el Grupo avanzó en su estrategia de crecimiento:

- Puso en operación la nueva subordinada ISA Bolivia el 17 de septiembre, empresa que contribuyó con \$365 millones en la utilidad neta consolidada, con \$193,020 millones en los activos y con \$134,516 millones en los pasivos.
- Entró a operar en Bolivia la línea de 248 Km entre Santiviáñez (Cochabamba) y Sucre (Chuquisaca), la línea de 176 Km entre Sucre (Chuquisaca) y Punutuma (Potosí), y la línea de 164 Km entre Carrasco (Cochabamba) y Urubó (Santa Cruz).
- Creó XM, Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P el 1 de septiembre. Esta compañía contribuyó con \$2.223 millones en la utilidad neta consolidada, con \$160.142 millones en los activos y con \$142.879 millones en los pasivos.
- Constituyó en noviembre la subordinada ISA Capital Do Brasil Ltda., con sede en Sao Paulo. Hasta el cierre de 2005, ISA no había efectuado aportes.

13.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. - ISA

13.3.1 RESEÑA ISA

Empresa de transmisión de energía con cubrimiento nacional. Cuenta con 8.941 Km de líneas de transmisión con tensión superior a 110 mil voltios, 46 subestaciones, 10.105 MVA de transformación y 3.285 MVAR de compensación. Es propietaria del 70% del STN, y en la actualidad construye 1.051 Km de dos proyectos que permitirán reforzar la capacidad de intercambio de energía entre el centro y el norte de país: Primavera-Bacatá a 500 kV, que entrará en operación comercial el 31 de diciembre de 2006 y Primavera-Bolívar a 500 kV, previsto para entrar a operar el 31 de marzo de 2007.

13.3.2 RESULTADOS INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. - ISA - 2005

La gestión empresarial de ISA arrojó resultados significativos, entre los que se destacan los siguientes:

- Logró una utilidad neta de \$187.179 millones (33,7% más que en 2004).
- Mantuvo la calificación AAA otorgada por Duff & Phelps para deuda nacional, y la calificación crediticia internacional BB otorgada por Standard & Poor's, la cual corresponde al riesgo soberano de la República de Colombia.
- Efectuó un aporte de capital en efectivo por US\$4,5 millones y avalará una deuda de US\$40,0 millones, como nueva socia de la Empresa Propietaria de la Red -EPR.
- Logró una valorización de la acción de 170%, superando ampliamente la registrada por el Índice General de la Bolsa de Colombia -IGBC (que fue de 119%).
- Negoció un volumen total de acciones por 161,6 millones, lo que la ubicó en el quinto lugar en bursatilidad.
- Se adelantaron los estudios de viabilidad técnica para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá.
- Alcanzó los siguientes indicadores de calidad: 99,942% de disponibilidad total promedio (superior a la meta establecida por la CREG de 99,651%); y una calificación de 83% de satisfacción por parte de los clientes, lo que ubica a la Empresa en una escala de desempeño superior.

13.3.3 RESULTADOS Y COMPROMISOS EN LA PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS

Durante el 2005, la Empresa llevó a cabo la actualización de la "Promesa de Servicio", donde se expresa el compromiso para responder a las necesidades y expectativas de los clientes sobre los servicios que se le prestan: Uso del STN, Conexión al STN y Servicios Asociados al Transporte de Energía.

13.3.3.1 Servicio de transporte de energía

En la actualidad, ISA es propietaria del 70% del STN, y por ello es considerada la mayor empresa de transporte de energía en Colombia y la única con cubrimiento nacional.

ISA también es poseedora de las siguientes interconexiones internacionales:

- Interconexión Colombia-Venezuela: las líneas a 230kV Cuestecitas-Cuatricentenario y San Mateo-El Corozo.
- Interconexión entre Colombia y Ecuador: las líneas Ipiales-Tulcán a 138 kV y Pasto-Quito a 230 kV, las cuales hacen viable los intercambios físicos de energía en el esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE.

13.3.3.2 Gestión operación de la red

Desde el Centro de Supervisión y Maniobras -CSM- y bajo el esquema de operación remota centralizada, ISA ejecutó más de 19.200 maniobras en los activos con la calidad y la oportunidad requeridas por el SIN.

La disponibilidad de los activos fue de 99,942%, superando la meta establecida por la CREG de 99,651%.

El 95,41% de los activos cumplieron con la meta de disponibilidad establecida por la CREG: de un total de 501 activos, 23 estuvieron por debajo de dicha meta y sólo 15 pagaron \$50,6 millones por compensación.

13.3.3.3 Gestión social

En el servicio de Transporte de Energía, ISA asume su responsabilidad sobre las implicaciones sociales y ambientales de la construcción y operación de una red de transporte de energía de alcance nacional. Dentro de esta gestión ha desarrollado el Programa de Convivencia, que a partir de 2005 consideró tres ejes de actuación:

- a. Presencia institucional en eventos locales y regionales
- b. apoyo a obras y proyectos comunitarios
- c. Educación para la convivencia con el transporte de Energía

13.3.3.4 Gestión ambiental

Durante el período, ISA cumplió con los compromisos adquiridos en los planes de manejo ambiental de líneas y subestaciones en operación: compensación forestal y saneamiento básico, manejo de hidrocarburos, y atención de avisos de mantenimiento para gestionar reclamos de propietarios de servidumbres.

13.3.4 LA ACCIÓN DE ISA EN EL MERCADO

Por segundo año consecutivo, la acción de ISA se ubicó entre las más rentables del mercado. El precio, que al inicio del período fue \$2.090, finalizó en \$5.650 (el valor más alto alcanzado en la historia de la acción hasta ese momento).

Lo anterior significó una valorización en el año del 170%, superando ampliamente la registrada por el IGBC. El valor intrínseco de la acción al cierre del período fue de \$2.902 (4,9% más que en 2004).

La capitalización bursátil de la Compañía, al 31 de diciembre, se situó en \$5,4 billones, casi tres veces la del año anterior que fue de \$2 billones.

13.3.5 GOBIERNO CORPORATIVO

Por Prácticas de Buen Gobierno, ISA entiende los compromisos y medidas adoptados por la Empresa en relación con su gobierno, conducta e información, para que las actuaciones de los accionistas, administradores y trabajadores estén orientadas a garantizar la integridad ética empresarial, el adecuado manejo de sus asuntos, el respeto por los que invierten en ella, el cumplimiento de los compromisos con sus grupos de interés y el conocimiento público de su gestión.

En la actualidad, ISA prepara una segunda reforma para actualizar el contenido del Código a la luz de las nuevas disposiciones del mercado de valores y de la estructura de la Empresa.

14. GESTIÓN DE ISAGEN

14.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA

La generación de energía de ISAGEN durante el 2005 fue de 8.701,13 GWh de los cuales 95,66% corresponden a generación hidráulica, 4,10% a generación térmica y 0,24% correspondieron a las importaciones de Venezuela. Comparado con el 2004, la generación de energía de la Empresa aumentó en un 8,75%, y su participación en el SIN varió del 16,54% en el 2004 al 17,25% en el 2005.

En el año 2005, ISAGEN produjo la generación de energía más alta de su historia.

La generación de energía en el primer cuatrimestre de 2006 asciende a 2.886,12 GWh (enero 767,95 GWh, febrero 636,64 GWh, marzo 772,42 GWh y abril 709,11 GWh).

Para el 2006 se espera una generación total del SIN de 50.564 GWh, donde ISAGEN tendría una participación del 16,2% con la producción de 8.208,07 GWh conformados por 7.852,39 GWh hidráulicos y 355,68 GWh térmicos.

En el 2005 el promedio ponderado de disponibilidad de las centrales fue de 93,80%, superando el valor programado que se tenía de 93,43%.

Así mismo, ISAGEN obtuvo la disponibilidad hidráulica más alta de su historia, alcanzando la cifra de 95,2 %.

14.2 GESTIÓN DE CONTRATOS DE ENERGÍA

En el 2005 ISAGEN realizó ventas de energía en Contratos en el mercado nacional con ingresos totales por \$708.036,8 millones correspondientes a 7.940,4 GWh vendidos. La participación total en el mercado por contratos fue de 16,3%.

En el primer cuatrimestre de 2006, ISAGEN ha alcanzado ventas en contratos por 2.723,5 GWh, e ingresos de \$ 246.146,6 millones, de los cuales \$144.796,7 millones (1.889,13 GWh) corresponden a comercializadores.

En las proyecciones al 2006, ISAGEN alcanzaría ventas por 7.062,89 GWh e ingresos de \$ 671.073,73 millones: \$359.645,23 millones a comercializadores y \$311.428,5 millones a clientes finales industriales.

14.3 ACCIONES EJECUTADAS EN MATERIA DE PROTECCIÓN Y MEDIO AMBIENTE

ISAGEN, en cumplimiento de la Política Ambiental Corporativa y los principios consagrados en la Misión, ejecuta una Gestión Ambiental que comprende actividades sociales y biofísicas, de carácter obligatorio y

voluntario, que aportan al desarrollo sostenible de las áreas de influencia de sus centrales de generación de energía.

Durante 2005 ISAGEN ejecutó acciones obligatorias, tanto en sus proyectos como en la operación de sus centrales, orientadas principalmente al cumplimiento de todas las obligaciones derivadas de los Planes de Manejo Ambiental -PMA- y al pago de las obligaciones económicas.

Para complementar su Gestión Social y Ambiental, ISAGEN en el 2005, adhirió al Pacto Mundial, iniciativa promovida por las Naciones Unidas, acogiendo como una parte integral de su estrategia y de sus operaciones los diez principios de conducta y acción establecidos en dicho pacto en materia de derechos humanos, trabajo, medio ambiente y lucha contra la corrupción.

14.4 GESTIÓN AMBIENTAL OBLIGATORIA

La Gestión Ambiental Obligatoria contempla las actividades que realiza la Empresa para dar cumplimiento a la ley y a los requerimientos de las autoridades ambientales competentes. Su desarrollo se da básicamente en el marco del diseño, ejecución y control de los Planes de Manejo Ambiental y el pago de las obligaciones económicas.

Las contribuciones que exige el Artículo 45 de la Ley 99 de 1993, entregadas por la Empresa en el 2005 fueron de \$ 24.906.743.667.

14.5 GESTIÓN AMBIENTAL VOLUNTARIA

Para hacer efectivo su compromiso con el desarrollo humano y la calidad de vida, ISAGEN realiza la Gestión Ambiental Voluntaria, que como su nombre lo indica, va más allá de las obligaciones de Ley.

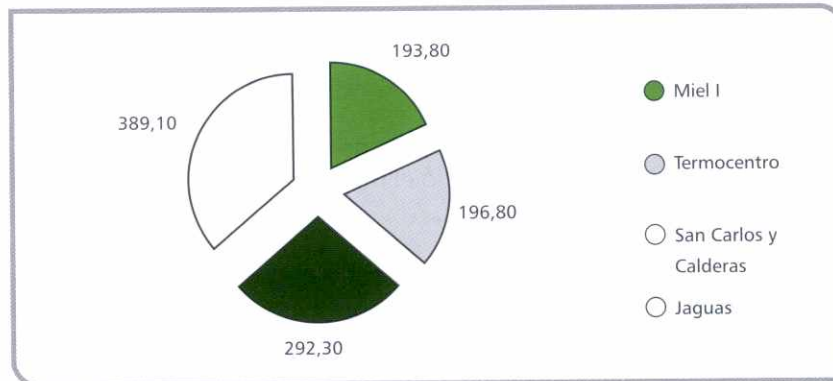
Los recursos que la Empresa destina al desarrollo de esta gestión se invierten en las áreas de influencia de sus centros productivos, mediante programas sociales y biofísicos que contribuyen a la sostenibilidad ambiental de las regiones.

14.6 PROGRAMA DE INVERSIÓN SOCIAL

El Programa de Inversión Social de ISAGEN (PIS) se orienta a la formación de comunidades participativas y autogestoras, por medio de la ejecución de proyectos de beneficio comunitario que cubren las áreas de educación, salud, proyectos productivos y recreación, deporte y cultura.

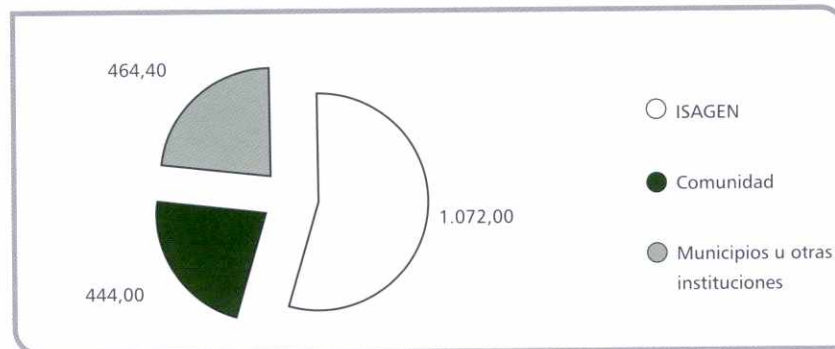
Durante el año 2005, el Programa de Inversión Social fue objeto de un plan de mejoramiento en el cual se trabajó conjuntamente con la fundación CODESARROLLO en el fortalecimiento del cumplimiento de los criterios del Programa, tanto estructurales como operativos. De esta forma, se realizó la gestión social dando prioridad al proceso de formación y acompañamiento a las comunidades para mejorar distintos aspectos relacionados con la formulación y ejecución de los proyectos, así como con el cumplimiento de los requisitos legales y de su soporte documental.

APORTES DE ISAGEN POR CENTRAL MILLONES DE PESOS



Fuente: Informe Gestión Ambiental Social y Biofísica ISAGEN 2005

COFINANCIACIÓN PROGRAMA DE INVERSIÓN SOCIAL MILLONES DE PESOS



Fuente: Informe Gestión Ambiental Social y Biofísica ISAGEN 2005

14.7 COOPERACIÓN INSTITUCIONAL

En desarrollo de esta línea de acción ISAGEN ha estrechado lazos y cooperado para adelantar proyectos de gran importancia para las regiones en las que sus centros productivos tienen influencia. Así, se ha apoyado económicamente y a través de gestión técnica el desarrollo de proyectos como el del Plan de Seguridad Alimentaria y Nutricional -MANA- adelantado por la Gobernación de Antioquia, el Plan Estratégico de Antioquia -PLANEA-, la gestión de la Clínica Santana, el programa ONDAS, Apoyo a la Cadena Productiva de Fique, el programa de Becas a estudiantes universitarios del Oriente Antioqueño, el proyecto de Fomento de estilos de vida saludables para la población mayor, entre otros, con aportes superiores a los \$260 millones.

Así mismo, con motivo de la celebración de los 10 años de ISAGEN, se trabajó con el Ministerio de Cultura y El Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo -FONADE-, para el apoyo al proyecto de Apoyo al Plan Nacional de Lectura y Bibliotecas Públicas, con un aporte de de \$ 700 millones

Teniendo en cuenta la importancia que tiene para ISAGEN vincularse a las iniciativas regionales de sus áreas de influencia que buscan la construcción de condiciones de vida más digna para los colombianos, vale la pena resaltar la vinculación que ha tenido al desarrollo y mantenimiento de programas de la talla de PRODEPAZ y el Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Centro.

14.8 VINCULACIÓN A INICIATIVAS DE PAZ

ISAGEN continuó articulando a su gestión social esta línea de iniciativas de paz, dándole un carácter integral a su accionar y asumiendo una participación en la construcción de la paz. El apoyo a estas iniciativas se realizó siguiendo criterios de oportunidad, civilidad, institucionalidad, colectividad y formación.

Durante el 2005 se amplió el área de cobertura de este tipo de apoyos a las áreas de influencia de todas las centrales de ISAGEN, adicionalmente se evidenció el mejoramiento de su efectividad y la oportunidad en las gestiones que dependieron de la Empresa.

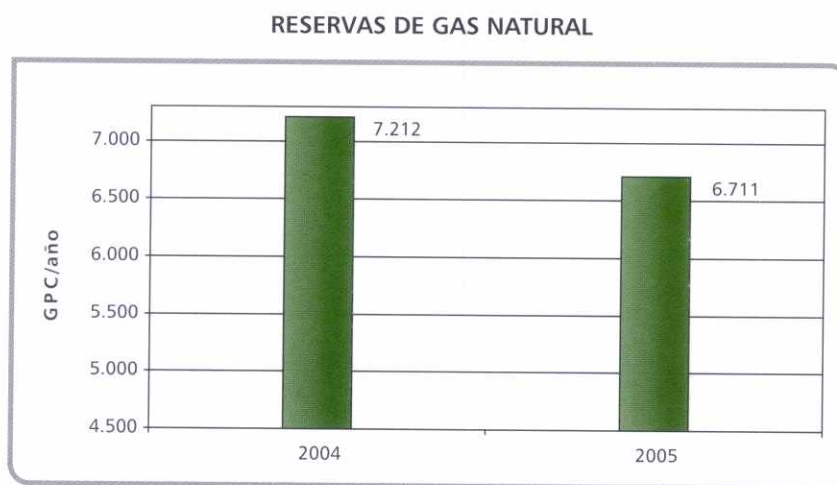
De esta manera ISAGEN, se vinculó a proyectos como el de Capacitación y Prevención del Impacto de Minas Antipersonas (MAP) dirigido a sus trabajadores, contratistas y comunidades del área de influencia de sus centros productivos, Educación para la Paz – MANAPAZ- y ayudas humanitarias a comunidades víctimas del desplazamiento forzado, con aportes cercanos a los \$200 millones.

Sección D Sector Gas

1. RESERVAS DE GAS NATURAL

El total de reservas de gas natural a 31 de diciembre de 2005 alcanzan los 6.711 GPC de las cuales 3.994,9 GPC corresponden a Reservas Probadas.

La evolución de las reservas totales de gas natural se presenta en la siguiente gráfica.



Dichas reservas de gas natural permitirán atender la demanda de este combustible en los diferentes sectores de consumo por 28,5 años¹.

El factor R/P de referencia que calcula el Ministerio de Minas y Energía anualmente², se determinó en 11,68 años, con lo cual durante el 2006 los productores puedan disponer libremente de las reservas de gas natural para comprometerlas en proyectos de exportación³.

2. SUMINISTRO DE GAS NATURAL

La producción promedio de gas natural durante el 2005 aumentó aproximadamente un 4% respecto de la registrada durante el 2004, alcanzando un volumen de 645,2 MPCD⁴ del cual, el 72,3% fue suministrado por los campos de la Guajira en la Costa Atlántica y el 16,7% por el campo Cusiana en el interior del país.

¹ De mantenerse la producción promedio de 645,2 MPCD registrada durante el 2005

² De acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 3428 de 2003 que reglamenta los intercambios internacionales de gas natural,

³ Esta autorización a los productores se da en la medida en que el factor R/P de referencia no supere los 7 años.

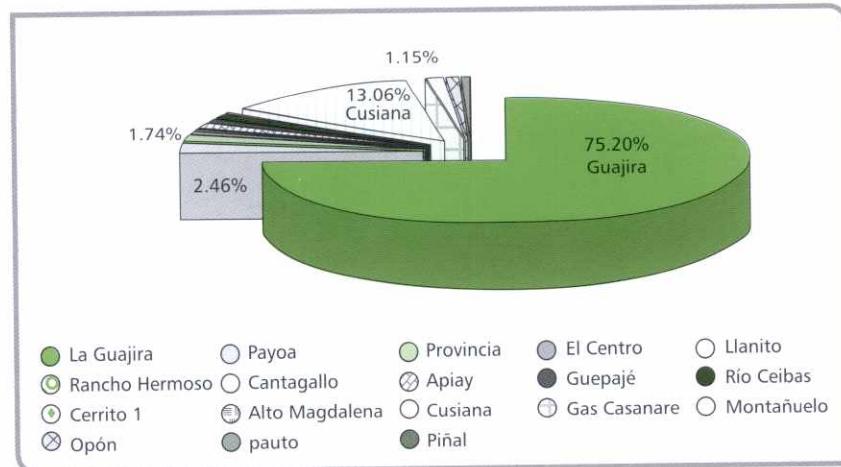
⁴ Millones de Pies Cúbicos por Día

Es importante resaltar que la producción del campo Cusiana para la atención del servicio público domiciliario sigue ganando participación nacional, debido principalmente a la suscripción de nuevos contratos de suministro con diferentes distribuidores y comercializadores de gas natural, concretados principalmente durante el tercer trimestre del año 2005.

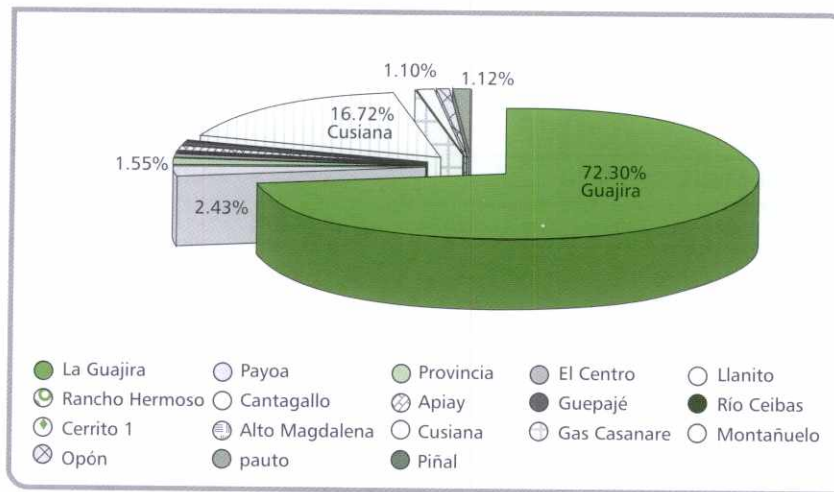
SUMINISTRO MPCD			PARTICIPACIÓN		
CAMPO	Ene-DIC 2005	Ene-Dic 2004	VARIACIÓN	2005	2004
La Guajira	466,5	467,1	-0,14%	72,30%	75,20%
Payoa	15,7	15,3	2,75%	2,43%	2,46%
Provincia	10,0	10,8	-7,58%	1,55%	1,74%
El Centro	5,6	5,9	-5,25%	0,87%	0,95%
Llanito	1,0	1,1	-9,91%	0,15%	0,18%
Rancho Her moso	0,7	0,0	0,00%	0,11%	0,00%
Cantagallo	2,5	1,9	32,28%	0,39%	0,30%
Apiay	7,6	8,5	-11,21%	1,18%	1,38%
Guepaje	4,4	5,1	-12,87%	0,68%	0,81%
Río Ceibas	1,7	6,7	-74,51%	0,26%	1,07%
Cerrito 1	1,0	1,6	-38,27%	0,15%	0,26%
Alto Magdalena	0,3	0,2	87,50%	0,05%	0,03%
Cusiana	107,9	81,1	33,00%	16,72%	13,06%
Gas Casanare	0,4	0,4	-9,09%	0,06%	0,07%
Montañuelo	7,1	7,1	-0,56%	1,10%	1,15%
Opón	5,4	5,3	1,50%	0,84%	0,86%
Pauto	7,2	2,9	149,13%	1,12%	0,47%
Piñal	0,2	0,1	81,82%	0,03%	0,02%
Total País	645,2	621,3	3,86%	100,00%	100,00%

Fuente: UPME, 2006 (Cálculos: MMEMinminas

PARTICIPACIÓN DE LOS CAMPOS EN SUMINISTRO DE GAS NATURAL 2004



PARTICIPACIÓN DE CAMPOS EN SUMINISTRO DE GAS NATURAL 2005



3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO REGULADO DE GAS NATURAL

El precio del gas natural proveniente de los campos de la Guajira viene presentando incrementos importantes, del orden de 40% con respecto a los registrados en febrero de 2005, alcanzando durante el último semestre los 2,71 US\$/GBTU. Lo anterior como consecuencia del comportamiento de los precios internacionales del petróleo que inciden directamente sobre los precios del Fuel Oil, que es el referente utilizado en la metodología establecida por la CREG en las Resoluciones 023 de 2000 y 119 de 2005⁵.

Así mismo, el precio de gas natural del campo Cusiana alcanzó los 1.427 US\$/GBTU, precio que se determina conforme a la metodología establecida en las Resoluciones de la CREG 018 y 050 de 2002. No sobra advertir que el precio del gas de Cusiana será libre en el corto plazo, una vez supere una capacidad de producción de 180 MPCD destinada al servicio público domiciliario.

En las siguientes tablas se presenta la evolución del Precio Máximo Regulado de Gas Natural.

⁵ Que modifica el indexador para la actualización del precio.

**PRECIO MÁXIMO REGULADO DE GAS NATURAL
(RESOLUCIÓN 039 DE 1975)**

PERÍODO		PRECIO BOCA POZO (US\$/KPC)
10-Ago-99	09-Feb -00	0,76662
10-Feb -00	09-Ago-00	1,20688
10-Ago-00	09-Feb -01	1,34203
10-Feb -01	09-Ago-01	1,51315
10-Ago-01	09-Feb -02	1,16339
10-Feb -02	09-Ago-02	0,99913
10-Ago-02	09-Feb -03	1,30148
10-Feb -03	09-Ago-03	1,61040
10-Ago-03	09-Feb -04	1,47188
10-Feb -04	09-Ago-04	1,52060
10-Ago-04	09-Feb -05	1,50220
10-Feb -05	09-Ago-05	1,56708
10-Ago-05	09-Feb -06	2,13267
10-Feb -06	09-Ago-06	2,71499

Fuente: UPME – mayo 2006

**PRECIO MÁXIMO REGULADO DE GAS NATURAL
(RESOLUCIÓN 061 DE 1983)**

PERÍODO		Gas Natural No Asociado CN y VMM (US\$/MBTU)	GAS NATURAL NO ASOCIADO RO Y CA (US\$/MBTU)
Jul - 99	Dic - 99	0,800	0,884
Ene - 00	Jun - 00	1,348	1,490
Jul - 00	Dic - 00	1 591	1 759
Ene - 01	Jun - 01	1,800	1,991
Jul - 01	Dic - 01	1,442	1,595
Ene - 02	Jun - 02	1,227	1,357
Jul - 02	Dic - 02	1,400	1,549
Ene - 03	Jun - 03	1,790	1,981
Jul - 03	Dic - 03	1,800	1,993
Ene - 04	Jun - 04	1,866	2,065
Jul - 04	Dic - 04	1,745	1,931
Ene - 05	Jun - 05	1,868	2,067
Jul - 05	Dic - 05	2,290	2,534
Ene - 06	Jun - 06	3,026	3,026

CN Costa Norte VMM Valle Medio del Magdalena. RO Región Oriental CA Costa Afuera
Fuente: UPME – mayo de 2006

4. TRANSPORTE DE GAS NATURAL

4.1. SISTEMA DE TRANSPORTE DE LA COSTA – PROMIGAS S.A. E.S.P.

4.1.1. DESARROLLO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

A continuación se relacionan las inversiones reportadas por Promigas S.A. entre julio de 2005 y julio de 2006⁶ en el sistema de transporte de la Costa Atlántica:

CONCEPTO	ACUMULADO (MILLONES DE PESOS)
Adecuación por tramos	13.046
Adecuaciones estaciones	5.387
Variantes	3.838
Marrano inteligente	2.788
Ingeniería loop los muchachitos y de la variante Santa Marta	320
Controles gasoducto regionales	272
Dragados Cañón clarín	141
Válvulas de alivio	83
Montaje de válvula seccionadora	12
Total	25.887

En cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo del gasoducto troncal Ballena-Jobo previsto para el periodo 2002-2006, se han optimizado un total de 197.343 metros de recubrimiento, de los cuales 73.502 corresponden al troncal Ballena-Cartagena y 123.841 al troncal Mamonal-Jobo.

4.1.2. VOLÚMENES TRANSPORTADOS

Durante el 2005 Promigas S.A. E.S.P. reportó un volumen promedio de Gas Natural entregado a través del Sistema de la Costa Atlántica de 324,83 MPCD, lo que representó un incremento equivalente al 2,7% sobre el volumen transportado en el año anterior⁷.

Se resalta como un evento importante el comportamiento de los volúmenes transportados durante el primer trimestre del año 2006, cuya tendencia se ha mantenido en un promedio de 298 MPCD, lo que representa una disminución del 8% con respecto al promedio del volumen diario entregado durante el año anterior. Esta reducción se debe principalmente a la restricción de producción de los campos de la Guajira, registrada con motivo de los trabajos de ampliación de capacidad de producción en dichos campos.

⁶ Estimada

⁷ En el 2004 ascendió a 316 MPCD

El gas transportado por Promigas se ha distribuido en los siguientes departamentos de acuerdo como se muestra en la tabla.

DEPARTAMENTO	SEGUNDO SEMESTRE 2005 (%)	PRIMER SEMESTRE* 2006 (%)
Guajira	232	173
Magdalena	1,50	172
Atlántico	64,65	62,33
Bolívar	24,26	25,71
Córdoba y Sucre	724	847
Antioquia	003	004
Total	100,00	100,00

*La información se obtuvo mediante proyección de los datos de los dos primeros meses.
Fuente: Promigas, abril 2006

4.2 SISTEMA DE TRANSPORTE DEL INTERIOR

4.2.1. ECOGAS

Durante el año 2005, ECOGAS realizó inversiones en el Sistema de Transporte del Interior por un monto aproximado de \$10.500 millones que se destinaron a distintas actividades relacionadas con la construcción de gasoductos, obras en gasoductos, equipos y cuota de fomento.

ECOGAS – PLAN DE INVERSIONES 2005-2006 (PESOS)		
CONCEPTO	2005 PRESUPUESTO EJECUTADO	2006 PRESUPUESTO APROBADO
Construcción Gasoductos	637.537.503	0
Obras en Gasoductos	4.424.555.273	16.493.128.725
Equipamiento	842.352.214	2.095.520.212
Inversión Cuota de Fomento	4.641.555.964	45.200.351.063
Total	10.546.000.954	63.789.000.000

Fuente: ECOGAS – Abril de 2006

4.2.1.1. Desarrollo de la Infraestructura de transporte de gas natural

- **Cambio de revestimiento de tubería.** De acuerdo con los resultados de la evaluación de revestimiento realizada mediante la técnica PCG (Pipeline Current Mapped) por medio de la cual fueron clasificados los revestimientos de los gasoductos según su grado de deterioro, se programaron los siguientes cambios de revestimiento:

GASODUCTO	SECTOR	LONGITUD (M)	ESTADO A DICIEMBRE 2005
Costa Atlántica	Riohacha - Maicao	5.000	Ejecutado
	Jobo - El Llano	1.700	Ejecutado
	Isabel López Sabanalarga	2.300	Ejecutado
	Güepajé - Corozal	5.050	Ejecutado
	La Heroica - Mamonal	800	Ejecutado
Centro Oriente	Vasconia - La Belleza	5.400	En ejecución
Cusiana - La Belleza	Cusiana - La Belleza	17.400	En ejecución

Los trabajos consistieron en la realización de las actividades de excavación, limpieza de la tubería, sand blasting, aplicación de recubrimiento, tapado y recomposición del terreno. Estos se hicieron con el fin de mejorar la seguridad de los gasoductos al detener el proceso corrosivo, aumentar la confiabilidad del sistema de transporte y alargar la vida útil de los gasoductos.

Para el caso concreto de Cusiana – La Belleza y de Vasconia - La Belleza, se tiene proyectado para 2006 el cambio de 22.800 metros, de los cuales se realizaron 1.500 metros a finales del 2005 y se concluirán los 20.900 metros restantes durante el primer semestre de 2006.

Para hacer el cambio de revestimiento en el año 2006 se tienen previstos, entre otros, los siguientes sectores de los dos gasoductos: El Cerro La Gloria, Laderas, Las Ventas, Río Minero y La Belleza; sectores que por su topografía y su ubicación geográfica hacen del proyecto una obra de alta complejidad técnica.

- **Instalación de cupones de corrosión.** Continuando con el programa de monitoreo de corrosión interna y con el propósito de tener información de la velocidad de corrosión producida por la corriente de gas de Río Ceibas, la mezcla de gas de Ballena y Cusiana en la estación Vasconia y la mezcla de gas que entra en el gasoducto Mariquita-Cali, se instalaron cupones de corrosión con el fin de predecir el efecto corrosivo de los gases antes mencionados sobre la pared interna de las tuberías, para así aumentar la seguridad y confiabilidad del sistema de transporte y alargar su vida útil. Los cupones de corrosión instalados con sus respectivas facilidades de acceso son:

TIPO DE ENSAMBLE	UBICACIÓN GENERAL ESTACIÓN	CANTIDAD	GAS MONITOREADO
Cupón de corrosión	Vasconia	1	Mezcla Ballena - Cusiana
Probeta de corrosión	Dina	1	Río Ceibas
Cupón de corrosión	Mariquita	1	Mezcla Ballena - Cusiana - Río Ceibas

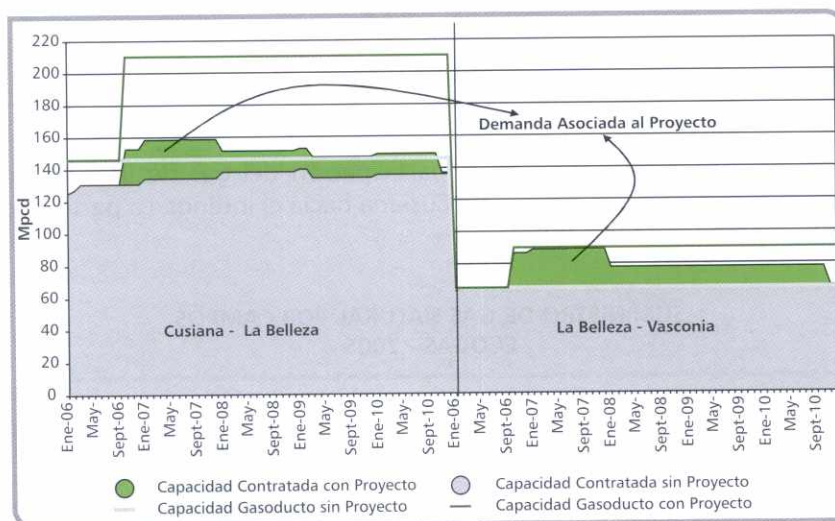
Fuente: ECOGAS-2006

- **Reemplazo tubería sur de Bolívar.** El proyecto de mantenimiento de los gasoductos del Sur de Bolívar para el año 2005 consistió en primer lugar, en realizar un estudio para determinar el estado general de las tuberías y priorizar las actividades de mantenimiento. Posteriormente se llevó a cabo un proceso licitatorio para contratar las obras de mantenimiento correctivo en algunos sectores incluyendo la excavación y bajada de la tubería ya que se encontraba aérea sobre marcos "H" y en algunos sectores sobre la superficie del suelo. El proyecto involucra el cambio de recubrimiento a 7.000 metros de tubería, el enterramiento de 7.000 metros de líneas, cambios de tubería de acuerdo con el ASME B31. G y la instalación de sistemas de protección catódica.
- **Proyecto Miraflores.** Como consecuencia del acuerdo firmado en noviembre de 2004 entre las empresas productoras y ECOGAS para permitir la entrada del gas Cusiana hacia el occidente del

país, a partir del primero de mayo de 2005 se concretaron, mediante contratos de transporte en firme, varias de las solicitudes presentadas por algunos remitentes localizados en esta zona del país. Esta circunstancia ha exigido la expansión de la capacidad de transporte de los tramos Cusiana – La Belleza y La Belleza – Vasconia.

Esta expansión se realizará mediante la instalación de una estación de compresión en el PK 85 del gasoducto Cusiana - La Belleza, aledaño a la estación de bombeo de Miraflores, propiedad de Orensa, y frente a la trampa de raspadores, propiedad de ECOGAS. La construcción de las facilidades de la estación iniciaron en el primer trimestre del 2006; la estación tendrá una capacidad instalada de 6.670 HP con el traslado de dos unidades desde las Estaciones Norean y Vasconia y se espera que entre en operación a más tardar en el tercer trimestre del 2006.

Con la realización de este proyecto la nueva capacidad de transporte será de 210 MPCD en el tramo Cusiana – La Belleza y de 90 MPCD en el tramo La Belleza – Vasconia, aumentando en 210-145 MPCD y 90-65 MPCD, respectivamente.



4.2.1.2. Plan de Expansión en Infraestructura

A partir del 31 de diciembre del 2004, la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Barrancabermeja disminuyó con ocasión de la terminación del contrato con el consorcio Cosacol – Hannover, pasando de 200 MPCD a 162 MPCD, siendo esta última la capacidad con la que se cuenta a abril 30 de 2006⁸.

No obstante lo anterior, a mediano plazo se hace necesario aumentar la capacidad de transporte por cuanto la curva de demanda de gas se mantiene creciente. Por esta razón se presentan dos situaciones que la empresa espera abordar en el futuro:

Para octubre de 2006 se planea trasladar algunas unidades de las estaciones colocadas en el tramo Ballena – Vasconia e instalarlas en el tramo Cusiana – el Porvenir (posiblemente en el punto Miraflores), con lo cual, manteniendo la misma potencia instalada de 25.015 HP se aumenta la capacidad de transporte del sistema.

Para el año 2007, con el fin de optimizar el sistema se planea aumentar la capacidad de las compresoras a 30.575 HP, redistribuyendo las diferentes unidades compresoras, aumentando la capacidad de transporte desde la Guajira alcanzando los 200 MPCD aproximadamente. La fecha definitiva de estas ampliaciones dependerá fundamentalmente de la concreción de los nuevos contratos de transporte con los diferentes remitentes del sistema.

⁸ De esta capacidad 16 MPCD se transportan a cargo de Ecopetrol.

4.2.1.3. Volúmenes de gas transportados 2005 y 2006 a la fecha

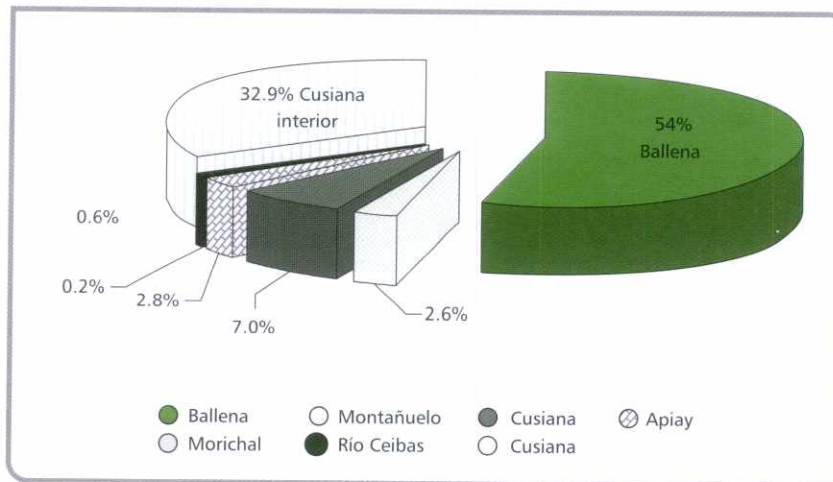
Durante el año 2005, ECOGAS transportó un promedio de 270,8 MPCD. Durante el primer semestre del año 2006 se han transportado en promedio 281,9 MPCD, lo que representa un incremento del 4% para el mismo periodo durante el año anterior.

Se transportó gas desde los campos Ballena, Montañuelo, Cusiana (Llanos), Apiay, Morichal, Río Ceibas y Cusiana para atender la demanda del interior del país. La participación porcentual de cada uno de los campos en el total de gas transportado se muestra en la siguiente tabla.

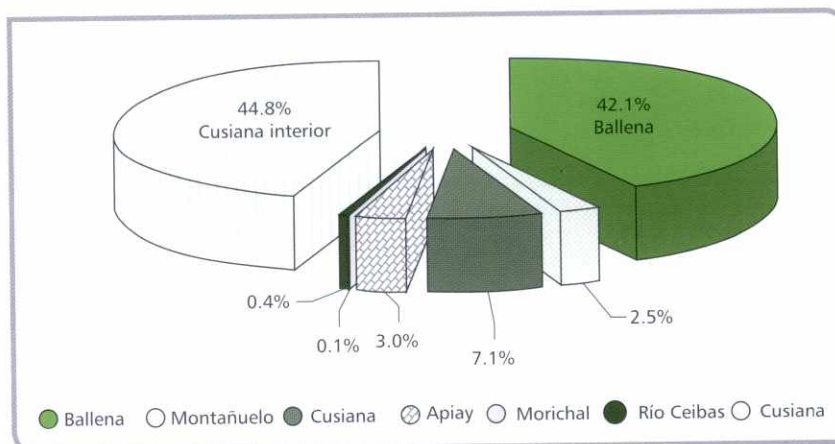
RECIBOS DE GAS		
CAMPO	2005	2006
Ballena	54,0%	42,1%
Montañuelo	2,6%	2,5%
Cusiana (Llanos)	7,0%	7,1%
Apiay	2,8%	3,0%
Morichal	0,2%	0,1%
Río Ceibas	0,6%	0,4%
Cusiana (interior)	32,9%	44,8%

Para el 2006, se observa una disminución en la participación del gas de Ballena, la cual obedece al incremento del 12% en la participación del gas de Cusiana hacia el interior. La participación de los demás campos se mantiene en proporciones similares.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPOS
ECOGAS - 2005



SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPOS ECOGAS - 2006



4.2.2. TRANSMETANO S.A. E.S.P.

4.2.2.1. Desarrollo de la infraestructura de gas natural

Como complemento a la construcción del gasoducto Sebastopol - Medellín la cual permitió que en 1997 se conectara Medellín con la red de gasoductos del país, Transmetano ha efectuado las siguientes inversiones durante el 2005 en la infraestructura de transporte de gas natural:

ACTIVO	AÑO	
	EJECUTADO 2005 (US)	PRESUPUESTADO 2006(US)*
Gasoductos	30.460	110.000
Sistema Scada	11.387	56.000
Muebles y enseres	15.706	34.000
Equipo O&M	55.969	100.000
Gran total	113.528	300.000

*Estimadas

4.2.2.2. Volúmenes transportados por el sistema

El volumen de gas transportado por el gasoducto Sebastopol - Medellín durante el año 2005 alcanzó los 8.240 MPC que equivalen a una demanda promedio de 22.575 KPCD. Lo anterior representa un crecimiento del volumen transportado del 17% con respecto al año anterior, manteniendo un ritmo constante de crecimiento debido a que ya se completaron aproximadamente 185.000 usuarios atendidos con gas natural en el Valle de Aburrá. El volumen transportado en el año presentó un cumplimiento del 108% sobre las proyecciones previstas por el distribuidor y éste se destinó en un 15% para el consumo residencial, un 5% para el consumo comercial, un 67% para el consumo industrial y un 13% para gas natural vehicular.

4.2.3. TRANSCOGAS S.A. E.S.P.

4.2.3.1. Desarrollo de la Infraestructura de Transporte de Gas Natural

Los principales proyectos de la empresa Transcogas durante el 2005 se relacionan con el desarrollo de infraestructura de transporte de gas en los tramos Tocancipá - Gachancipá, Chía-Tabio, Tabio, Tenjo y el City-gate de Cota con inversiones del orden de 5.1 MUS, como se describe a continuación.

TRAMOS	2005 (DÓLARES)
Tocancipá – Gachancipá	908.941,70
Chía – Tabio	2.023.026,28
Tabio – Tenjo	1.744,727,06
City Gate Cota	496.641,25
Total	5.173.336,29

Nota: Infraestructura desarrollada para los años 2005-2006
Fuente: Transcogas S.A. E.S.P.

De otra parte, la empresa Tanscogas ha presupuestado invertir durante el 2006 cerca de US\$6 millones, principalmente en el tramo Mosquera-Soacha.

4.2.3.2. Volúmenes de gas transportados por el Sistema

Durante el segundo semestre del año 2005, Transcogas transportó un promedio de 22,7 MPCD. Durante lo corrido del 2006 se han transportado en promedio 23,1 MPCD, lo que se traduce en un incremento del 1,9% sobre el volumen transportado para este año.

4.2.4. TRANSORIENTE S.A. E.S.P.

4.2.4.1. Desarrollo de la infraestructura de gas natural 2005-2006

El principal proyecto de desarrollo de la infraestructura del sistema de transporte de Transoriente durante el período referido, fue la construcción del gasoducto Barranca – Payoa, el cual permitió la integración de los gasoductos existentes entre Payoa y Bucaramanga, con el sistema nacional de gasoductos, a través del Centro Operacional de Gas de Barrancabermeja - COGB. Así mismo, dentro de este proyecto se realizó la integración de todos los gasoductos con un sistema de control y monitoreo sistematizado en tiempo real, mediante la instalación de un único sistema Scada. Este proyecto contó igualmente con la instalación de equipos especiales de alta tecnología para medición y control de la calidad del gas, que redundan en mejores resultados en el control de la corrosión y vida útil de los gasoductos y en el conocimiento en tiempo real de las condiciones del gas transportado para poder tomar acciones tendientes a optimizar las inversiones realizadas. Las características físicas del gasoducto construido son las siguientes:

PARÁMETRO	UNIDAD	BARRANCA-PAYOA LÍNEA 8"
Longitud	Km	59,40
Diámetro exterior	pulgadas	8.625
Espesor	pulgadas	0,250/0,312
Material de la tubería		API 5L X-42
Tipo de revestimiento		FBE
Topografía	%	95 plana
Presión de diseño	psi	1.200
Tipo de construcción		1% aérea 99% enterrada
Válvulas de corte	unidad	2
Señalización	unidad	Cada 500 m
Protección catódica		Corriente impresa

Actualmente, aunque los campos de Provincia y Payoa mantienen una condición inestable, continúan suministrando gas, combinando de esa manera el gas proveniente de dos puntos de entrada, el COGB y Payoa-Provincia, que de acuerdo con las características de presiones y flujos deberían operar de manera simultánea.

Con el fin de tomar gas de ambas fuentes en forma simultánea, Transoriente ha previsto instalar un sistema automático de regulación en las estaciones Payoa y COGB, tal que controle el flujo de gas proveniente de Barranca para que en este punto las presiones sean las mismas y así pueda fluir gas de ambos puntos de entrada, conforme a las nominaciones que se hagan. Así mismo, se facilitarían las maniobras para una prestación eficiente del servicio y se minimizarían los riesgos derivados de una operación defectuosa del Sistema Nacional de Transporte.

Transoriente ha incluido dentro de su programa de nuevas inversiones para el período 2006-2010, la construcción de una ampliación de 170 metros de gasoducto con el fin de reubicar la conexión del punto de entrada a su sistema, para reducir los costos de prestación del servicio a los usuarios finales.

En relación con el tramo de Payoa a Bucaramanga, es pertinente recordar que éste se encuentra dividido en dos gasoductos: uno de seis pulgadas, que entró en operación en 1967 y otro de 8 pulgadas construido por Transoriente entre 1996 y 1997.

De acuerdo con la corrida con raspador inteligente en la línea de 6 pulgadas, se detectaron sectores del gasoducto que presentan estados corrosivos por fuera de la norma que deben ser reparados.

Transoriente ha elaborado un plan de corte y reemplazo de tubería mediante el cual se eliminarían 1.634 anomalías adicionales que podrían en el futuro volverse defectos. Este plan comenzó a ejecutarse en su primera fase que terminó en diciembre de 2005.

La segunda fase de este proyecto se llevará a cabo con los recursos del Programa de Nuevas Inversiones 2006-2010.

Otro proyecto de gran importancia para que Transoriente atienda la demanda actual de su sistema de transporte tiene que ver con la exigencia de una presión mínima de aproximadamente 750 PSIG en el punto de entrada de Barrancabermeja. De acuerdo con las proyecciones de demanda, las simulaciones realizadas han determinado que dentro de unos diez años se requerirá una presión mínima de 850 PSIG.

De esta manera, para disminuir los riesgos en cuanto a la confiabilidad del sistema y garantizar la presión mínima requerida por éste, Transoriente ha estudiado la opción de instalar una infraestructura de compresión que reciba el gas a cualquier presión y lo entregue al gasoducto Transoriente a una presión operativamente viable que permita garantizar la continuidad en la prestación del servicio.

Para tal efecto, Transoriente ha considerado dentro de los diseños de los sistemas de compresión la maximización en la confiabilidad del servicio, sujeta a restricciones de costo, asumiendo que estos sistemas servirán como respaldo. En la medida en que la utilización no es de 24 horas continuas, el diseño implica unos ahorros importantes en costos y unas ganancias en eficiencia.

4.2.4.2. Volúmenes transportados por el sistema

Durante el año 2005, Transoriente transportó en promedio 11,41 MPCD lo cual, en comparación con el año 2004, significó un incremento del 9.2% en el volumen transportado. Durante el primer trimestre de 2006 se han transportado un promedio de 11,33 MPCD.

4.2.5. PROMOTORA DE GASES DEL SUR – PROGASUR S.A. E.S.P.

4.2.5.1. Desarrollo de la infraestructura de gas natural 2005-2006

Durante el 2005 Progasur no desarrolló ningún proyecto de inversión en infraestructura de transporte.

En relación con el año 2006, se tiene prevista la construcción del gasoducto Guandó (Melgar) – Fusagasuga (Cundinamarca) para el segundo semestre. Durante el primer semestre se están llevando a cabo actividades como adquisición de predios y solicitud de tarifas a la CREG.

El gasoducto tendrá una longitud de 38,5 Km y será construido en acero con un diámetro de 3 pulgadas. Con éste se atenderán los municipios de Silvania, Chinauta, Arbeláez, Icononzo y Fusa. Adicionalmente se espera atender una estación de servicio en Silvania. En el año 1 transportará 16 MPC, mientras que en el año 5 transportará 203 MPC, volumen que se mantendrá en adelante.

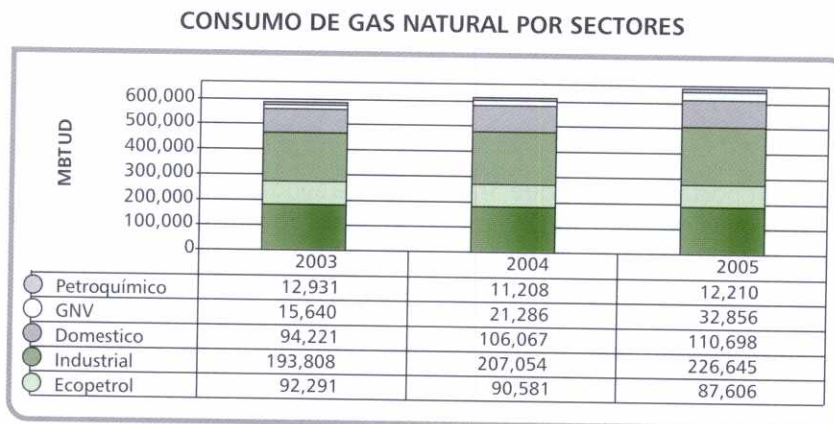
4.2.5.2. Volúmenes transportados por el sistema

Durante el año 2006, Progasur ha transportado en promedio durante el primer trimestre 1.244,4 KPCD lo cual, en comparación con el año 2005, significó un incremento del 9,1% en el volumen transportado.

5. COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

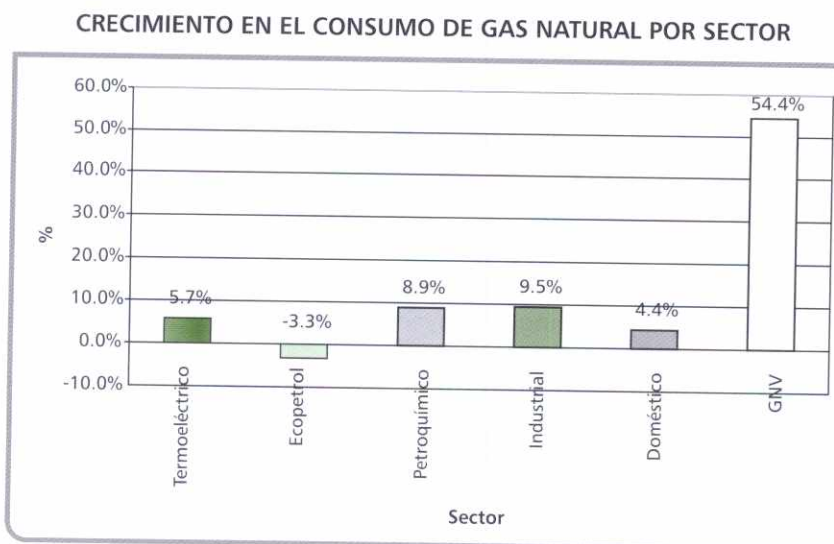
El consumo promedio de gas natural en el 2005 fue de 645,2 MPCD, lo cual representó un crecimiento de 4% con respecto al consumo del 2004 que fue de 621,2 MPCD, como consecuencia de un incremento del consumo de gas natural en los sectores doméstico y transporte.

La siguiente gráfica presenta la evolución sectorial del consumo:



Fuente: UPME - abril de 2006

En el 2005, el sector de Gas Natural Vehicular se destacó como el de mayor crecimiento alcanzando un incremento del 54,4% con respecto al 2004, seguido por el sector industrial con el 9,5% y por el sector petroquímico que tuvo un crecimiento del 8,9%.

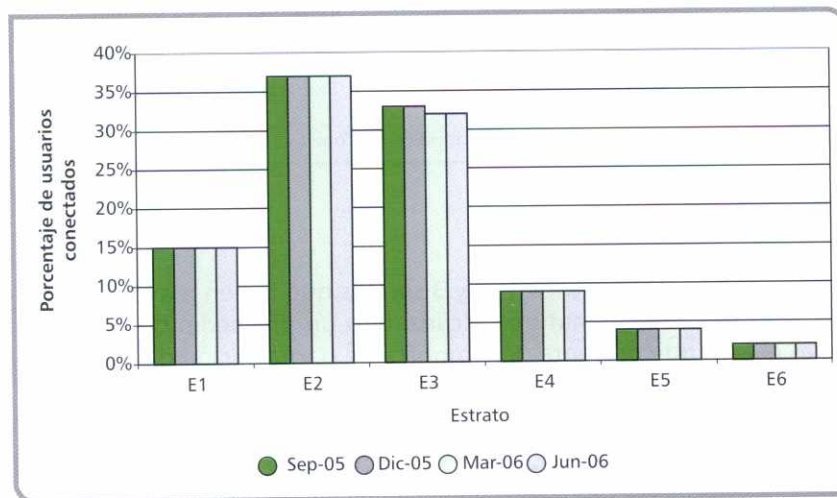


6. DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

A 30 de abril de 2006 se tienen 404 municipios y localidades del país con el servicio público domiciliario de gas natural por red, para un total de 4.037.589 usuarios, de los cuales el 97,68% corresponden al sector residencial, 2,17% son usuarios comerciales y 0,15% son usuarios industriales. A diciembre 31 de 2005 se tenían 3.882.921 usuarios conectados, superando en un 9% los 3.563.574 conectados a diciembre 31 de 2004.

Entre los usuarios residenciales, el 84% corresponde a usuarios de estratos 1, 2 y 3, como se detalla a continuación:

DISTRIBUCIÓN DE USUARIOS RESIDENCIALES POR ESTRATO



Fuente: Estadísticas Dirección de Gas MME – Abril de 2006

NOTA: Los datos de mayo a junio de 2006 son estimados. Dir.Gas-MME.

Considerando el número de viviendas reportadas en los respectivos catastros de los municipios y localidades que cuentan con el servicio, y el número actual de usuarios anillados y usuarios conectados, a abril 30 de 2006 se cuenta con una cobertura potencial del 90% y una cobertura efectiva del 68%.

El número de usuarios industriales y comerciales aumentó en un 11%, pasando de 55.064 registrados a 31 de diciembre de 2004, a 61.016 en el mismo día de 2005.

7. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED

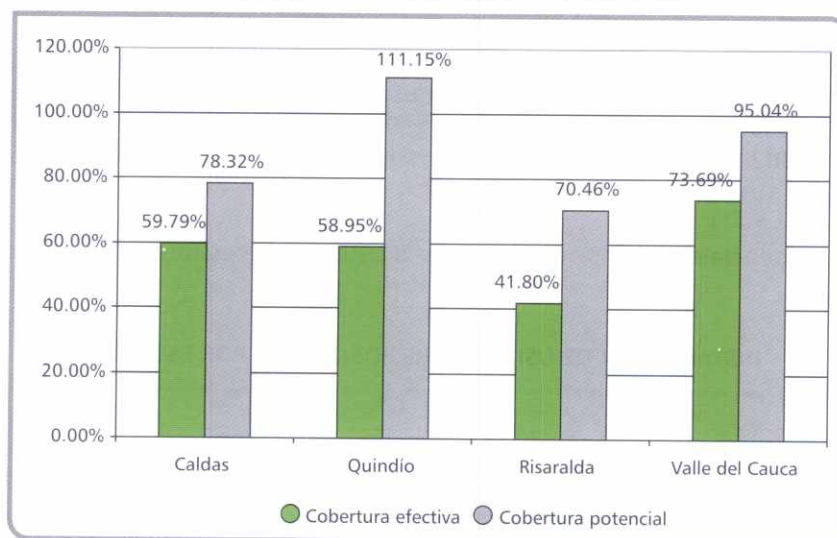
7.1. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO OCCIDENTE

Durante lo corrido del 2006, las áreas de Servicio Exclusivo del Occidente⁹ cuentan con una cobertura potencial de 88,74% que corresponde a un total de 484.516 usuarios anillados y una cobertura efectiva de 58,56% representada por 330.693 usuarios conectados. Se evidencia un crecimiento de 12,5% en los usuarios conectados y de 5,1% en las viviendas anilladas con respecto al año anterior. Se destacan las áreas de Quindío y Valle del Cauca que alcanzaron coberturas potenciales de 111%¹⁰ y 95% respectivamente.

⁹ Norte del Valle, Caldas, Risaralda y Quindío

¹⁰ Se supera el 100% en atención a que los catastros municipales son inferiores a los usuarios efectivamente anillados por la empresa.

COBERTURAS ASE OCCIDENTE - ABRIL 2006



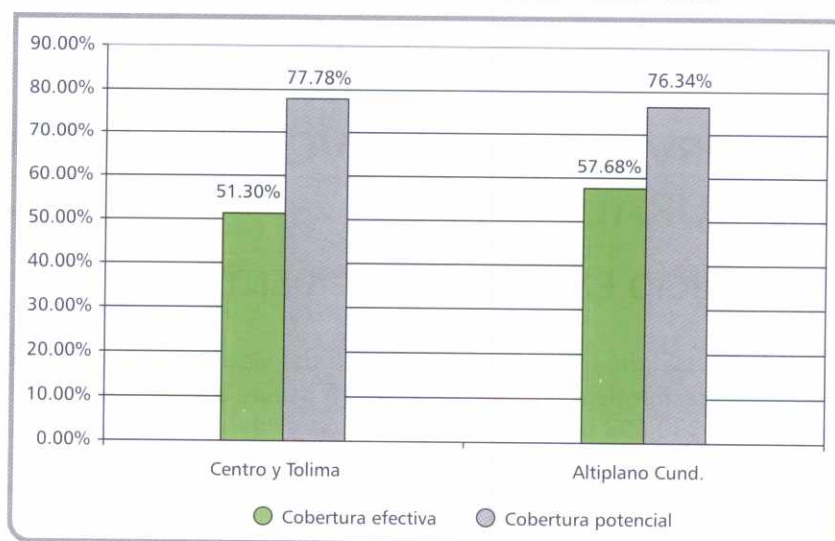
Fuente: Coberturas Dir. Gas-MME. Abril 2006

Al igual que en el resto del país, los estratos 1, 2 y 3 son los que tienen mayor participación en el acceso al servicio público domiciliario de gas natural, alcanzando un promedio de 89%. El área de Caldas, a diferencia del resto, es el área que presenta una importante participación de usuarios en los estratos 4, 5 y 6, la cual se aproxima al 25% de su total de usuarios.

7.2. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO CENTRO ORIENTE¹¹

Las áreas de Servicio Exclusivo de Centro-Oriente cuentan con una cobertura potencial del 77% que corresponde a un total de 347.738 usuarios anillados y una cobertura efectiva de 54,49% que representa 243.846 usuarios conectados. Se evidencia un crecimiento de 18,6% en los usuarios conectados y de 12,92% en las viviendas anilladas con respecto al año anterior.

COBERTURAS ASE CENTRO ORIENTE - ABRIL 2006



Fuente: Coberturas Dir. Gas-MME. Abril 2006

¹¹ Altiplano Cundiboyacense y Centro-Tolima

Del mismo modo que en el resto del país pero con mayor énfasis, la participación de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 en las concesiones de servicio exclusivo de Cundiboyacense y Centro-Tolima alcanza un importante porcentaje del 94%.

8. FONDO ESPECIAL CUOTA DE FOMENTO

Con el Artículo 15 de la Ley 401 de 1997, se creó el Fondo Especial Cuota de Fomento – FECF, con el objeto de promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura para el uso del gas natural en los municipios y el sector rural, prioritariamente dentro del área de influencia de los gasoductos troncales y con prioridad para aquellas poblaciones que tengan el mayor índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI).

El Fondo que originalmente era administrado y manejado por la Junta Directiva de ECOGAS¹² obtiene sus recursos del 1,5% sobre el valor de la tarifa que se cobra por el gas efectivamente transportado a los remitentes del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.

Durante el 2004, por medio del Decreto 3531, se ajustó la reglamentación para la presentación y viabilización de proyectos de infraestructura cofinanciables con recursos del Fondo. De acuerdo con la nueva reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía y la UPME recibieron y evaluaron un importante número de proyectos durante el 2005, de los cuales 20 cumplieron con todos los requisitos. Los proyectos presentados sumaron en total \$238.808 millones, de los cuales \$69.927 millones fueron solicitados como cofinanciados por el Fondo.

En razón al elevado monto de las solicitudes efectuadas, los recursos acumulados del Fondo no fueron suficientes para cubrir en su totalidad la cifra a cofinanciar, por lo que, de acuerdo con el proceso de priorización previsto en la reglamentación, se aprobaron 15 proyectos que representan una inversión total de \$176.878 millones y unos aportes del Fondo de \$55.392 millones, a ejecutarse en un período de cuatro años¹³.

Como se muestra en la siguiente tabla, los proyectos aprobados están ubicados en diferentes regiones del país y beneficiarán a 326.684 usuarios de estratos 1 y 2.

¹² La administración del FECF corresponde directamente a la empresa ECOGAS y no a su junta directiva según la Ley 887 de 2004

¹³ No sobra mencionar que a diciembre de 2005 se encontraban \$ 45,811 millones acumulados en el FECF de vigencias anteriores

LISTADO DE PROYECTOS APROBADOS PARA COFINACIACIÓN CON RECURSOS DEL FECF

ITEM	PROYECTO	DEPTO.	SOLICITANTE	MILLONES DE \$ COL		USUARIOS		
				TOTAL	SOLICITADO AL FECF	E1	E2	TOTAL
1	Subsidio del cargo por conexión para los estratos 1 y 2 de las poblaciones atendidas por Surtigas S.A. E.S.P	Bolívar, Córdoba, Sucre	Surtigas S.A. E.S.P	25.789,39	6.994,39	51.192	20.695	71.887
2	Infraestructura de distribución de gas natural y conexión de usuarios menores ingresos para el municipio de Puerto Berrio	Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P	8.258,32	1.569,17	3.845	2.663	8.079
3	Construcción de la red de distribución domiciliaria de gas natural domiciliario y conexión usuarios de menores ingresos	Antioquia	Edalgas S.A. E.S.P	2.778,56	525,50	454	1.216	2.223
4	Proyecto de infraestructura para conexiones de usuarios de menores ingresos en municipios varios de los departamentos del Atlántico y Magdalena	Atlántico y Magdalena	Gases del Caribe S.A E.S.P	26.687,70	7.086,67	48.810	25.663	74.473
5	Interconexión con la red troncal de Pueblo Nuevo, construcción y operación de la red domiciliaria de gas natural localizada en la zona urbana del Corregimiento de El Varal	Córdoba	Ente Territorial	317,06	144,68	153	27	180
6	Masificación de gas natural para el municipio de San Vicente de Chucurí	Santander	Proviservicios S.A E.S.P	4.094,05	1.438,03	784	1.551	3.158
7	Contrucción Sistema de Distribución de Gas natural Domiciliario para las Ciudades de Pitalito y Timaná.	Huila	Surgas S.A. E.S.P	25.460,93	7.307,14	4.662	5.288	15.636
8	Contrucción y operación de la red de distribución de gas natural domiciliario para el municipio de Bosconia	Norte de Santander	Ingeobra S.A. E.S.P	6.848,47	2.638,40	842	1.625	4.400
9	Gas natural por red para los municipios de sitio nuevo, remolino y salamina.	Magdalena	Promigas S.A. E.S.P	14.237,86	9.537,00	2.130	1.475	4.407
10	Proyecto de Contrucción de Redes de Distribución de Gas Natural Domiciliario y Recursos para derecho de conexión para el casco urbano del municipio de Medina	Cundinamarca	Madigas S.A. E.S.P	2.216,08	1.193,04	34	885	944
11	Construcción de la red de distribución domiciliaria de gas natural, localizado en la zona urbana y sector rural aledaño del municipio de Güepsa.	Santander	Proviservicios S.A E.S.P	1.350,57	637,16	103	612	823
12	Gas para todos plan de conexión de gas natural para usuarios de menores ingresos con cofinanciación del Fondo Especial Cuota de Fomento	Tolima, Caldas, C/marca	Alcanos S.A.	13.465,53	2.891,30	5.514	31.948	37.462
13	Proyecto de infraestructura para conexiones de usuarios de menores ingresos en varios municipios del departamento del Valle del Cauca	Valle del Cauca	Gases del Norte del Valle S.A E.S.P	30.812,25	6.501,96	9.457	76.371	85.828
14	Sistema de distribución de gas natural en los sectores urbanos y rurales de los municipios de Falán, Palocabildo, Casabianca y Villahermosa.	Tolima	Servingas S.A. E.S.P	9.564,45	5.947,28	2.130	1.475	4.110
15	Conexiones al servicio de gas natural a usuarios de bajos ingresos	Caldas	Gas Natural del Centro S.A. E.S.P	4.996,52	980,60	1.135	11.939	13.074
Totales				\$ 176.878	\$ 55.392	131.245	183.433	326.684

La totalidad de los proyectos han suscrito convenios interadministrativos con ECOGAS y se vienen ejecutando de acuerdo con los cronogramas previstos.

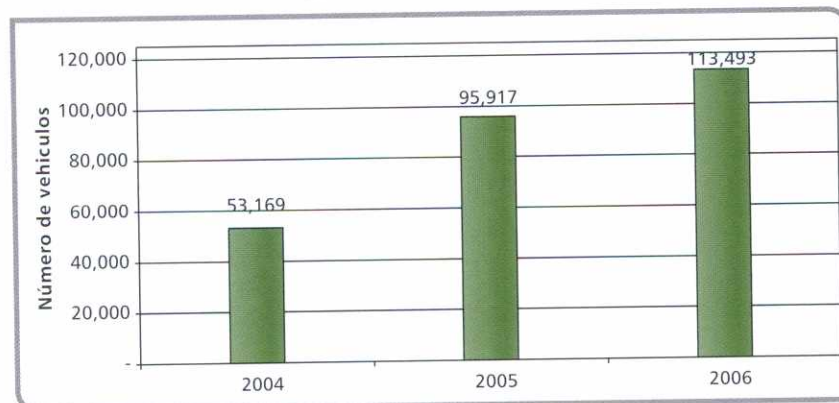
9. PROGRAMA DE GAS NATURAL VEHICULAR

El Ministerio de Minas y Energía ha promovido el desarrollo del programa de gas natural como combustible automotor, con la finalidad de sustituir combustibles líquidos, como la gasolina y el ACPM, que implican mayores costos y mayor contaminación.

Durante el año 2005 el número de vehículos convertidos aumentó 84% con respecto al año anterior, pasando de 23.247 nuevos vehículos a Gas Natural Vehicular en el 2004 a 42.748 nuevos vehículos convertidos a Gas Natural durante el 2005. En lo corrido del 2006, se han convertido un total de 17.576 vehículos. El total de vehículos convertidos en el programa es de 113.493, de los cuales el 73% se encuentran en el interior del país y el 27% restante se encuentra en la Costa Atlántica.

El número de conversiones durante este Gobierno asciende a 98.215, resultado que representa un cumplimiento del 153% frente a la meta del cuatrienio, la cual era de 64.000 vehículos convertidos.

VEHICULOS CONVERTIDOS



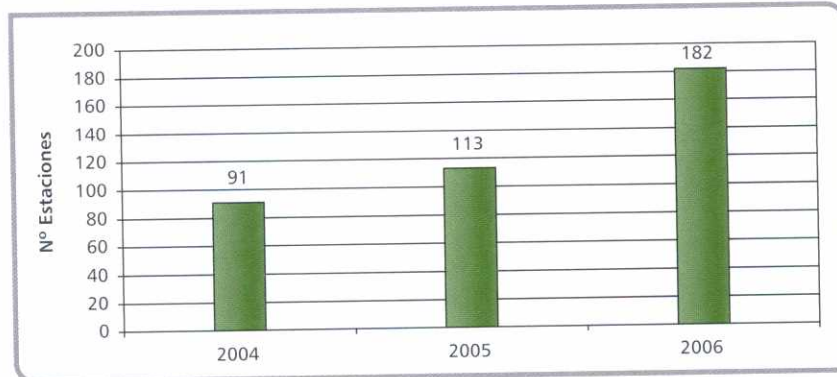
Fuente: Dirección Gas – MME abril 2006

Con relación a la infraestructura de la industria del GNV, se amplió considerablemente alcanzando un número importante de talleres de conversión y estaciones de servicio de gas natural comprimido. A mayo de 2006 se cuenta en el país con 188 estaciones de servicio, de las cuales 143 se han construido durante este Gobierno. En el 2005 se construyeron 56 nuevas estaciones de servicio de GNV, frente a las 19 construidas en el 2004, lo que significa un incremento de 195%, mientras que durante el año 2006 se han construido 17 estaciones. A abril de 2006 se registraban 198 talleres de conversión, de los cuales 136 han sido construidos durante este Gobierno. En el 2004 se construyeron 26 talleres, mientras que en el año 2005 se construyeron 61, lo que representó un aumento de 135%.

INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL VEHICULAR- MAYO 2006

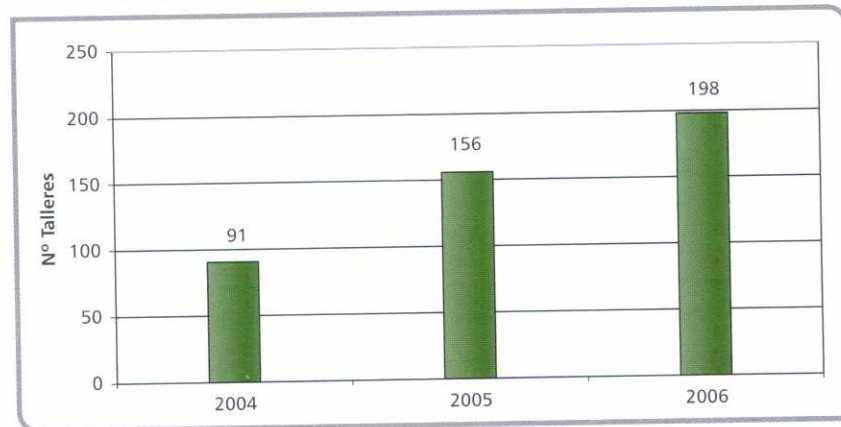
INTERIOR DEL PAÍS				
CIUDAD	TALLERES	ESTACIONES	VEHÍCULOS	INDICE EDS
Armenia	7	3	2,079	693
Acacias		1		
Aguazul		1		
Barbosa	1	1	106	
Bogotá/Zipaquirá	57	45	38,908	865
Bucaramanga	4	7	5,761	823
Cali/Yumbo	21	20	12,978	649
Cartago	3	1	303	303
Cerrejón		1	233	233
Girardot	1	1	126	126
Ibagué	11	3	1,905	635
Manizales	5	2	411	206
Medellín/Bello	21	18	11,133	619
Neiva	3	5	1,146	229
Palmira	3	1	1,198	1,198
Risaralda	7	2	1,826	913
Sabaneta	2			
Saboyá		1		
Tulua	3	1	1,365	1,365
Villavicencio	5	5	2,901	580
Yopal	1			
TOTAL	155	119	82,379	692
	78%	63%	73%	
COSTA ATLÁNTICA				
CIUDAD	TALLERES	ESTACIONES	VEHÍCULOS	INDICE EDS
Barranquilla	14	39	16,781	430
Cartagena	11	16	6,792	425
Montería	7	3	2,328	776
Santa Marta	4	6	3,291	549
Santo Tomás	0	1		
Sincelejo	4	2	1,339	670
Valledupar	3	2	583	292
TOTAL	43	69	31,114	451
	22%	37%	27%	
	Talleres	Estaciones	Vehículos	Indice EDS
TOTAL PAÍS	198	188	113,493	604

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO ESTACIONES DE SERVICIO GNV



Fuente: Dirección de Gas-MME- abril 2006

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO TALLERES DE CONVERSIÓN



Fuente. Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía. Abril 2006

Con el objetivo de que los usuarios de este servicio, tengan la mayor facilidad y la mejor calidad en la atención y el suministro del combustible, se han encaminado esfuerzos para obtener una relación de 500 vehículos atendidos por estación, en todas las ciudades en las que se cuenta con éste. Así, el número de vehículos convertidos a GNV, atendidos por estación en cada una de las ciudades, se relaciona a continuación.

NÚMERO DE VEHÍCULOS ATENDIDOS POR ESTACIÓN DE SERVICIO

CIUDAD	VEHÍCULOS / EDS
Armenia	647
Barranquilla	431
Bogotá	864
Bucaramanga	800
Cali	676
Cartagena	411
Cartago	219
Cerrejón	233
Girardot	126
Ibagué	635
Medellín	619
Manizales	248
Montería	759
Neiva	229
Palmira	1,118
Pereira - Dosquebradas	820
Santa Marta	530
Sincelejo	658
Tulúa	1,321
Valledupar	281
Villavicencio	550

Se puede observar que ciudades como Armenia, Barranquilla, Cali, Cartagena, Cartago, Cerrejón, Girardot, Neiva, Sincelejo, Valledupar y Villavicencio ya han alcanzado o están por alcanzar el propósito de 500 vehículos o menos, atendidos por estación.

10. PROGRAMA ENAJENACIÓN ACTIVOS, DERECHOS Y CONTRATOS DE ECOGAS

A partir de la expedición del Decreto 1404 de mayo 5 de 2005 que aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de Ecogas, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S.A. E.S.P., se adelantaron las siguientes actividades:

- El Programa de Fundación de la nueva empresa "Transportadora de Gas del Interior-TGI S.A. E.S.P." fue autorizado por la Superintendencia Financiera mediante las Resoluciones 312 y 392 de 2006.
- El 7 de marzo de 2006, con la publicación del primer aviso se abrió la primera oferta pública de suscripción de acciones, destinada en su totalidad y de manera exclusiva al sector solidario, bajo condiciones especiales de crédito, y por un término mínimo de 2 meses. El número total de acciones ofrecidas es de 75.000.000 a un precio de \$10.000 cada una.

Las acciones que no sean suscritas por el sector solidario, serán objeto de una segunda oferta pública de suscripción dirigida a las personas nacionales o extranjeras, naturales o jurídicas o patrimonios autónomos, con capacidad legal y estatutaria para participar en el capital de la Transportadora de Gas del Interior S. A. E.S.P., TGI S. A. E.S.P.

De acuerdo con el cronograma aprobado por el Comité Técnico se prevé que en el mes de agosto de 2006 se conocerán los adjudicatarios de los Activos, Derechos y Contratos de Ecogas y se procederá a la constitución de la Transportadora de Gas del Interior - TGI S.A. E.S.P. El cierre financiero de esta operación se espera esté surtido en diciembre de 2006.

11. PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR DE GAS NATURAL

11.1. PROYECTO GASODUCTO GIBRALTAR – CÚCUTA

Después de estudiar las diferentes opciones con que actualmente se cuenta, se ha podido concluir que la construcción del gasoducto desde Gibraltar hasta Cúcuta es la más viable, dado que garantiza las reservas y capacidad de producción suficientes para abastecer la demanda de 1.550 KPCD de la ciudad de Cúcuta y su área metropolitana. Incluso se aumentaría la cobertura en la zona y se dispondría de capacidad de producción adicional para atender otros mercados.

Se espera que el proyecto de construcción inicie a principios del segundo semestre de 2006 y que esté en funcionamiento y realizando el suministro de gas para la ciudad de Cúcuta y su Área Metropolitana desde el Campo Gibraltar, durante el primer semestre de 2007. Con tal fin se están realizando las negociaciones para el uso del derecho de vía del oleoducto Caño Limón - Coveñas, el Contrato de Suministro de Gas y se continúa con los estudios de Ingeniería de detalle para la construcción del Gasoducto, el cual preliminarmente se ha definido con las siguientes características:

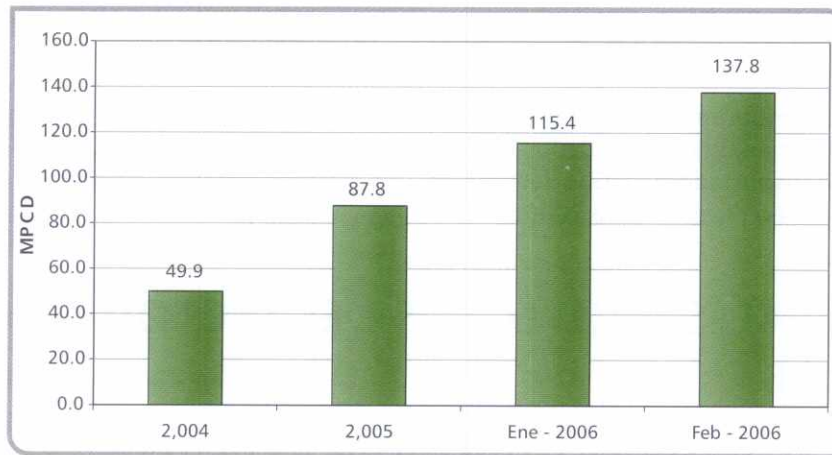
CARACTERÍSTICAS GASODUCTO GIBRALTAR - CÚCUTA	
Longitud del gasoducto	142 Km
Diámetro de la tubería	4 pulgadas
Presión Entrada	1.200 PSIG
Mínima presión de salida	250 PSIG
Capacidad de transporte	4,025 KPCD
Valor estimado de la inversión	12 US\$MM

11.2. AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO CUSIANA

Con el propósito de contar con una fuente de suministro más amplia en el interior del país y gracias a las señales reglamentarias y regulatorias generadas por el gobierno nacional se inició el proceso de ampliación de la Planta de Tratamiento de Gas en el campo Cusiana con una inversión de US\$19,3 millones, siendo la capacidad adicional de producción planeada, de 180 MPCD.

En desarrollo del proyecto, desde mayo de 2003 se inició la operación de su primera fase. Durante 2004 se incorporó un volumen promedio de 49,9 MPCD adicionales de gas, provenientes del campo Cusiana. Durante el 2005 se alcanzó una producción promedio de 87,8 MPCD de gas en dicho campo y en lo que va corrido del 2006 se han alcanzado producciones superiores a los 135 MPCD, se espera que una vez se cuente con las ampliaciones en el gasoducto Cusiana – El Porvenir, esta producción se incremente a 180 millones de pies cúbicos diarios.

PRODUCCIÓN DE GAS PLANTA DE TRATAMIENTO CUSIANA



11.3. AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO GUAJIRA

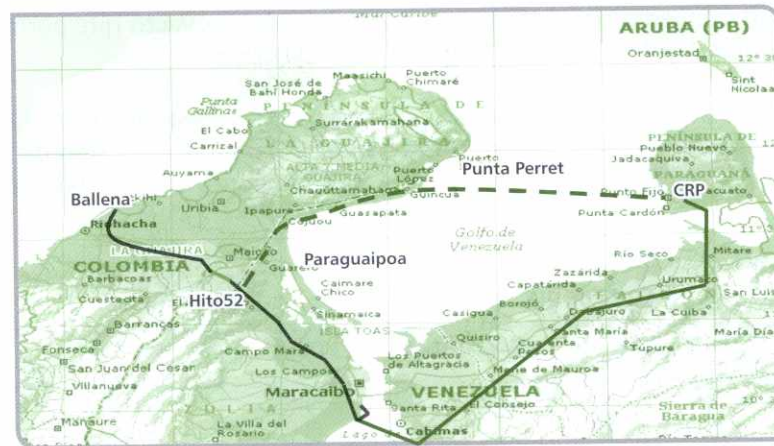
Como una estrategia para mitigar el impacto de la declinación natural de la producción del campo Guajira y como parte de los compromisos contemplados en el Orosí N° 2 al Contrato de Asociación Guajira suscrito en diciembre de 2003 entre CHEVRONTEXACO PETROLEUM COMPANY y ECOPETROL, desde el primero de Enero de 2006, se dio inicio a la perforación de tres pozos adicionales en la Plataforma B de dicho campo.

Como resultado de la puesta en producción de los pozos, que se estima para finales del primer semestre de 2006, se espera incrementar la capacidad de producción en 250 MPCD de gas, lo que significa pasar de los actuales 500 MPCD a 750 MPCD. Las operaciones de perforación han significado la reducción temporal de la capacidad de producción en algunos días de los primeros meses del año; no obstante, gracias a la coordinación entre productores, consumidores y el sector termoeléctrico, no se registraron racionamientos de gas en el sector residencial de la Costa Atlántica.

11.4. INTERCONEXIÓN GASÍFERA COLOMBIA – VENEZUELA

Durante el segundo semestre de 2005 se dieron sucesos importantes en desarrollo del proyecto, entre otros, el más importante lo constituyó el cambio en la estructura del negocio que se plasmó en el Acuerdo presidencial de Punto Fijo (Venezuela) el 24 de noviembre de 2005 y de acuerdo con el cual la propiedad, construcción, administración, operación y mantenimiento del gasoducto en su totalidad corresponderá a PDVSA-Gas.

Se prevé que este gasoducto inicie su construcción el 1 de julio de 2006 y su entrada en operación sea en julio de 2008. El trazado del gasoducto binacional será Ballena-Maracaibo.



La longitud será de 216 Km aproximadamente, en tubería de acero de 26 pulgadas.

En desarrollo del Proyecto de Interconexión Gasífera Colombia – Venezuela, actualmente se está terminando la ingeniería de Detalle del Proyecto, por parte del Consorcio Tivenca – Itansuca.

Adicionalmente, con la asesoría del consorcio Geohidra – Geoingeniería se adelantan las gestiones legales requeridas para la obtención de la licencia ambiental del proyecto.

En este proceso se presentó al Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial –MAVDT- el 15 de marzo de 2006 el Estudio de Impacto Ambiental, quedando pendiente la protocolización de los Acuerdos con las Comunidades indígenas Wayuu, que se espera concluir a finales de mayo de 2006, para avanzar en la obtención de la licencia ambiental, prevista para la primera semana de junio de 2006.

11.5. PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS A PANAMÁ

El primero de noviembre de 2004 los Gobiernos de la República de Colombia y de la República de Panamá suscribieron un Memorando de Entendimiento, con la finalidad de evaluar la viabilidad de exportar gas desde Colombia. Para el desarrollo de dicho proyecto, la UPME y el Gobierno panameño realizaron el estudio de demanda potencial de gas natural en donde se determinó que ésta puede llegar hasta un total de 90 MPCD.

El día 2 de junio de 2005 se llevó a cabo una reunión entre los Ministros de Minas y Energía de Colombia y de Comercio e Industrias de Panamá, en la cual participaron representantes del sector empresarial de ambos países. En dicha reunión se presentó formalmente el resultado del estudio realizado y se escuchó al sector empresarial sobre los aspectos que permitirían la viabilización del proyecto de exportación. Se hicieron compromisos directamente entre los empresarios, tendientes a establecer las condiciones comerciales del proyecto, tales como oferta exportable, alternativa de transporte y tarifas.

Actualmente, se están llevando a cabo las negociaciones entre los productores de gas en Colombia y las empresas interesadas en comercializar el gas hacia el vecino país. Es importante mencionar que dicho proyecto se ha visualizado inicialmente por parte de los empresarios interesados en el mismo, como una exportación de gas natural a través de barcazas, inicialmente¹⁴.

11.6. PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS PARA EL DEPARTAMENTO DEL CESAR

El proyecto de masificación de gas natural para 13 municipios y 7 corregimientos del departamento del Cesar comenzó a ejecutarse en el año 2004 con recursos del departamento y los municipios beneficiados.

¹⁴ Transportarlo como Gas Natural Comprimido.

Para ello se suscribió un Convenio para iniciar la primera fase del proyecto que permitió la conexión de 4.014 viviendas de estratos 1 y 2 y finalizó en agosto de 2004.

Posteriormente, el 17 de septiembre, la Nación, a través del Ministerio de Minas y Energía, y la Gobernación del Cesar suscribieron el Convenio GSA-016-2004, para la ejecución de \$2,495 millones de pesos de los cuales \$1.867 millones aportó la Nación, \$162 millones el departamento y \$466 millones los municipios.

POBLACIONES	N° CONEXIONES			CRONOGRAMA		
	ESTRATO 1	ESTRATO 2	CONEXIONES	I TRIM	II TRIM	III TRIM
AGUACHICA	777	1,136	1,913	686	1,019	208
CODAZZI	402	504	906	600	306	
Casacará	62	90	152		89	63
BECERRIL	185	270	455	300	155	
CURUMANÁ	185	270	455	150	150	155
San Roque	62	90	152		89	63
Sabanagrande	10	15	25			25
CHIRIGUANÁ	123	181	304	186	118	
Rincón Hondo	41	60	101		64	37
GAMARRA	62	90	152		152	
LA JAGUA	123	181	304		304	
La Palmita	21	30	51		51	
LA GLORIA						
La Mata	21	30	51		51	
PELAYA	164	241	405	100	205	100
PAILITAS	185	177	362		100	262
El Burro	16	24	40			40
SAN ALBERTO	41	60	101		101	
SAN DIEGO	190	147	337		196	141
TAMALAMEQUE	164	241	405	208	197	
TOTAL	2,834	3,837	6,671	2,230	3,347	1,094

El Convenio tuvo una duración de 9 meses y se liquidó durante el mes de mayo de 2006. Con este proyecto se beneficiaron 6.671 usuarios, distribuidos como se muestra en la tabla.

Adicionalmente, el 22 de noviembre de 2005, se firmó un nuevo convenio entre el Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación del Cesar para la ejecución de \$1.295.807.752, de los cuales \$725 millones serán aportados por el Ministerio de Minas y Energía y \$570 millones de recursos del departamento del

Cesar. De acuerdo con los compromisos establecidos en este convenio, se conectarán en total 3.268 usuarios de estratos 1 y 2 al servicio de gas natural.

POBLACIONES	CONEXIONES
Aguachica	669
Casacará	162
Becerril	292
Curumaní	485
San Roque	162
Sabanagrande	27
Chiriguaná	323
Rincón Hondo	107
La Jagua	140
La Palmita	54
La Mata	54
Pelaya	431
El Burro	43
San Alberto	108
Tamalameque	211
TOTAL	3,268

11.7. PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO REGIONAL DEL ARIARI

En desarrollo de este proyecto, cuyo objetivo es la masificación de gas natural en los Municipios de Guamal, San Martín y Granada, el Departamento del Meta mediante licitación pública No. UC-LP-CO-010-2005 el pasado 6 de diciembre de 2005 se adjudicó la construcción del Gasoducto Regional del Ariari al proponente "Consortio Regional" conformado por ACI Proyectos S.A. e Ismocol de Colombia S.A.

Posteriormente, el 14 de diciembre de 2005 se suscribió con el CONSORCIO REGIONAL el Contrato de Obra No. 2679 de 2005 para la construcción del Gasoducto Regional del Ariari, Fase I, cuya ejecución tiene un plazo de 120 días. Así mismo con el objetivo de hacer seguimiento a la ejecución de la obra, el Departamento contrató a la firma interventora IMC Ltda., mediante el proceso de Licitación Pública UC-LP-CI-011-2005.

Igualmente, en cumplimiento del Convenio Interadministrativo 017 de 2004 y del Otrosí No.1 de 2005, el Ministerio de Minas y Energía, en diciembre de 2005 desembolsó recursos al Departamento del Meta por valor de \$3.167 millones. De acuerdo con el cronograma del constructor del gasoducto, se prevé la finalización de dicha obra en junio de 2006.

Simultáneamente, el departamento del Meta adelantó las gestiones pertinentes ante la CREG para la definición de la tarifa de transporte, que permita viabilizar este servicio, la cual fue aprobada y será publicada en los próximos días. Es importante mencionar que los municipios de Guamal, San Martín y Granada ya cuentan con aprobación tarifaria por parte de la Creg y los prestadores del servicio serán Madigas S.A. E.S.P. (Guamal y San Martín) y Gases del Ariari S.A. E.S.P (Granada).

12. FONDO DE SOLIDARIDAD DE SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS FSSRI

El resultado de las validaciones de subsidios y contribuciones del año 2005 presenta contribuciones por valor de \$59.701 millones y subsidios otorgados por valor de \$80.411 millones, lo que significó un déficit para el año de \$20.709 millones.

13. NORMATIVIDAD EXPEDIDA EN EL PERÍODO JULIO 2005 A JULIO 2006

Además de las normas que se enuncian en el Anexo Legal de estas Memorias, se resalta que el 30 de diciembre de 2005, en cumplimiento de las disposiciones legales nacionales y las establecidas en los convenios y acuerdos internacionales en materia de regulación técnica, el Ministerio de Minas y Energía publicó para conocimiento de la industria, los gremios y terceros interesados el Proyecto de Resolución por la cual se expide el Reglamento Técnico aplicable a estaciones de servicio de gas natural para uso vehicular.

14. ASPECTOS REGULATORIOS DE GAS NATURAL

En ejercicio de su función, la CREG emitió varias resoluciones o propuestas, tendientes a fortalecer el sector de gas, entre las que se destacan:

14.1. MERCADO DE GAS

14.1.1. LIBERACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL. RESOLUCIÓN CREG 088 DE 2005

En 1995 la CREG mediante Resolución CREG 029 de 1995, incorporada y sustituida por la Resolución CREG-057 de 1996 y posteriormente por la Resolución CREG-023 de 2000, planteó una estrategia procompetitiva tendiente a liberar los precios de gas del productor a partir del 9 de septiembre de 2005 si se presentaban condiciones de competencia en el mercado de gas al mayoreo.

En el párrafo 2 del artículo 3 de la Resolución – 023 de 2000, artículo que estableció los precios máximos regulados en dólares por millón de BTU, para el gas colocado en los Puntos de Entrada a los Sistemas de Transporte, se estableció que: “Las decisiones adoptadas en el presente artículo se aplicarán hasta el 9 de septiembre del año 2005. Cumplida esta fecha, el precio del gas no estará sujeto a tope alguno. Lo anterior, sin perjuicio de que se ejerzan las competencias que la Ley asigna a la CREG, relacionadas con lo dispuesto en los Artículos 88.2 y 88.3 de la Ley 142 de 1994”.

Una vez realizado un diagnóstico de la situación de competencia y analizados los comentarios de los agentes a una propuesta regulatoria orientada a derogar dicho párrafo y mantener así, el régimen de regulación de precios vigente para todos los campos de producción de gas natural, planteado en la Resolución CREG-023, la Comisión procedió a expedir la Resolución CREG-088 de 2005 en la cual se ratificó la decisión de derogar el párrafo 2. También se dispuso que los precios regulados dispuestos en la Resolución CREG-023 tengan una vigencia de cinco años sin perjuicio de que se ejerzan las competencias que la Ley 142 de 1994 le asigna a la CREG en los artículos 88.2 y 88.3.

14.1.2. COMERCIALIZACIÓN INDEPENDIENTE- RESOLUCIÓN CREG-111 DE 2005

Con el objeto de incrementar el número de oferentes en el mercado, de tal forma que se incentive la competencia, así como de eliminar asimetrías en el tratamiento regulatorio para los diferentes agentes productores-comercializadores, y en relación con la regulación de la comercialización independiente de gas natural, se expidió la Resolución CREG 111 de 2005 por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución de carácter general por la cual se modifican las Resoluciones CREG 057 de 1996 y 018 de 2002, y se dictan otras disposiciones.

14.2. INFORMACIÓN COMERCIAL Y OPERACIONAL DEL SECTOR GAS NATURAL Y MECANISMOS PARA COORDINAR LA INFORMACIÓN OPERATIVA DEL SECTOR DEL GAS CON EL SECTOR ELÉCTRICO - MERCADO SECUNDARIO DE SUMINISTRO A CORTO PLAZO

En desarrollo de la propuesta de mercado secundario spot de transporte, se ha evidenciado la necesidad de establecer también el mercado 'spot' para el eslabón de suministro de gas (producción - comercialización), aspecto que se encuentra actualmente en estudio por parte de la Comisión, y para el cual se considera necesario disponer de un esquema institucional para su operación.

Con el objeto de aunar esfuerzos para la contratación de una asesoría que elabore un diagnóstico del mercado de gas natural y un análisis de la disponibilidad de la información, se ha firmado un convenio entre la CREG y FONADE. Así mismo, para que formule alternativas para centralizar la información comercial y operacional de este sector y proponga mecanismos para coordinar la información operativa del sector del gas con el sector eléctrico, de tal manera que se asegure una oferta energética eficiente.

En relación con la asesoría, el pasado 2 de mayo en la sesión CREG 289, se aprobaron los Términos de Referencia con los cuales se adelantará la contratación respectiva a través de FONADE.

14.2.1. INDEXACIÓN DE GAS DE LA GUAJIRA-RESOLUCIÓN CREG 119 DE 2005

Con el objetivo de definir un índice para la actualización de los precios del gas natural en boca de pozo producido en los campos de Opón y la Guajira, que atenúe las imperfecciones de información existentes y facilite la utilización de herramientas financieras de cobertura para la administración del riesgo de precio, la Comisión elaboró una propuesta definitiva que se encuentra contenida en la Resolución CREG 119 de 2005.

14.2.2. AJUSTES CONTRATOS DE SUMINISTRO TAKE AND PAY

Con el objetivo de ajustar algunas condiciones contractuales que se encuentran vigentes en la regulación y otras que son utilizadas por los agentes en el mercado, de tal forma que la contratación del suministro de gas natural no distorsione la competencia, así como también para incrementar la flexibilidad en los esquemas de contratación, reducir costos de transacción, garantizar la transparencia y finalmente promover la liquidez del mercado, se espera adoptar una revisión sobre este tema antes de finalizar el segundo trimestre de 2006.

14.2.3. REPORTE DE INFORMACIÓN DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS

En aras del desarrollo de la competencia, la CREG tiene como objetivo crear un reporte de información por parte de los productores-comercializadores de gas natural que permita mantener informado al mercado en aspectos relacionados con las reservas disponibles, la capacidad que existe para la producción, los volúmenes producidos y una proyección a corto plazo sobre dichas variables.

Para el efecto, en la Sesión CREG 257 de 2005, se aprobó para consulta de los agentes y terceros interesados la propuesta de reporte de información que se debe hacer al Sistema Único de Información - SUI -, en relación con reservas, capacidad y producción de gas natural.

14.3. TRANSPORTE

14.3.1. REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE

Con el objetivo de adoptar ajustes al RUT en concordancia con las necesidades de la industria, en el primer semestre de 2006 se contrató un estudio tendiente a definir un método para establecer el punto de rocío de hidrocarburos líquidos en el gas natural. Este aspecto hace parte de la regulación de calidad a incorporar en el RUT.

14.3.2. COORDINACIÓN GAS-ELECTRICIDAD

Dado que el sector eléctrico es uno de los principales clientes del sector de gas natural, a través de las plantas de generación termoeléctrica a gas la Comisión ha determinado la necesidad de regular aspectos relacionados con el flujo de información entre los dos sectores y las responsabilidades de los diferentes agentes involucrados en una operación coordinada de electricidad y gas para facilitar una operación eficiente y que no comprometa la prestación del servicio público de energía y gas.

Tomando en consideración que la coordinación gas – electricidad comprende varios tópicos, como son el de información y el de tiempos de redespacho, durante 2005 se adelantó el tópico de información y de responsabilidades de los agentes involucrados en una operación de coordinación.

Mediante la Resolución CREG 086 de 2005 se sometió a consulta una propuesta tendiente a establecer la información operativa y los medios de divulgación para coordinar los sectores de gas y electricidad.

14.3.3. MERCADO SECUNDARIO DE CAPACIDAD INTERRUMPIBLE

El objetivo propuesto permite establecer un mercado de corto plazo, tanto en transporte como en producto, que complementa el mercado secundario bilateral existente.

En 2005 se inició el análisis de los comentarios recibidos sobre la propuesta de crear un mercado 'spot' de transporte de gas (Res. CREG 080 de 2004). Así mismo, se realizó un taller con los generadores termoeléctricos para discutir aspectos relacionados con dicha propuesta. De los comentarios recibidos se concluye que es necesario establecer un mercado de corto plazo, tanto para transporte como para producto. Dicho mercado requiere un esquema institucional específico. En el segundo semestre de 2005, la Comisión adelantó un proceso de contratación de consultoría externa cuyo objeto es el estudio y análisis del esquema institucional para el mercado de corto plazo en transporte y producto.

Como se explicó anteriormente, en el segundo semestre de 2005 la Comisión firmó un convenio con FONADE, con el objeto de aunar esfuerzos para la contratación de una asesoría externa para que se estudien y analicen las posibles alternativas para la administración del mercado de corto plazo en transporte y producto.

14.3.4. APROBACIÓN DE TARIFAS DE TRANSPORTE

Para prestar el servicio, las empresas transportadoras de gas deben solicitar la aprobación de cargos tarifarios con base en la Resolución CREG 001 de 2000.

Con el fin de aprobar las solicitudes tarifarias para transporte de gas combustible, se aprobó:

- Mediante la Resolución CREG 120 de 2005 se resolvió el recurso de reposición interpuesto por PROMIGAS S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 089 de 2004.
- En la Sesión CREG 288 de 2006 se aprobó la solicitud del Gasoducto del Ariari presentada por la Gobernación del Meta.

14.3.5. CONTRAFLUJO DE GAS NATURAL

El incremento en la producción de gas de Cusiana hace factible que algunos remitentes, especialmente aquellos ubicados en el Magdalena Medio, utilicen la figura del contraflujo en el transporte del gas. La aplicación de esta figura implica que algunos Remitentes pueden contratar suministro y transporte de gas desde Cusiana pero en la práctica, recibir gas de la Guajira o una mezcla de los dos gases. La regulación vigente establece la definición de contraflujo y libertad de precios para el servicio de transporte de gas a contraflujo.

En la Sesión 288 de abril 20 de 2006, se adoptó una propuesta tendiente a precisar la regulación aplicable al transporte de gas a contraflujo.

14.4. DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

14.4.1. APROBACIÓN DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Con el objetivo de aprobar las solicitudes tarifarias para distribución y comercialización de gas combustible por redes de tuberías en mercados relevantes de nuevos municipios, se expidieron las siguientes resoluciones en el período de interés:

- Resolución 098 de 2005 para Gases del Ariari S.A. E.S.P.
- Resolución 115 de 2005, para Ecosep S.A. E.S.P.
- Resolución 118 de 2005 para Gases de Bolívar S.A. E.S.P.

14.4.2. GAS NATURAL VEHICULAR COMPRIMIDO-GNVC

Para incentivar el uso de Gas Natural en los sistemas integrados de transporte masivo la CREG expidió la Resolución CREG 020 de 2006, dando así cumplimiento al Decreto 1808 de 2006 del Ministerio de Minas y Energía.

14.4.3. AJUSTE DE LA RESOLUCIÓN CREG 100 DE 2003

Se expidió la Resolución CREG 005 de 2006 en la cual se aclaró el valor del límite inferior del rango de presiones exigido en el Índice de Presiones en Líneas Individuales - IPLI establecido en la Resolución CREG 100 de 2003, de acuerdo con la solicitud presentada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

15. SITUACIÓN DEL GAS LICUADO DEL PETRÓLEO

15.1. OFERTA Y DEMANDA

El GLP en Colombia se obtiene principalmente de tres fuentes de producción: Las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde se produce en las plantas de ruptura catalítica, y la refinería de Apiay donde se obtiene a partir del procesamiento del gas natural.

15.1.1. PRODUCCIÓN

La Refinería de Barrancabermeja es la principal fuente de abastecimiento de GLP para el mercado nacional con participaciones que han variado entre el 80 y el 90% del GLP suministrado. A su vez, la Refinería de Cartagena juega un papel primordial en el abastecimiento de este energético debido a su ubicación estratégica que le permite manejar los volúmenes de importación y a su flexibilidad en el manejo de las variaciones de la producción, dependiendo de las necesidades operativas. Esta flexibilidad se convierte en respaldo primario para la refinería de Barrancabermeja en momentos de restricción. La participación de Cartagena en el total ha variado entre el 9 y 5% durante los últimos 10 años y la Planta de Apiay lo ha hecho en promedio de un 4,5% durante el mismo periodo.

La producción de GLP en los últimos diez años ha oscilado entre los 18,000 y los 24,500 BPD¹⁶, con fluctuaciones significativas que han dependido de la operación de las plantas en la refinería de Barrancabermeja para producción de gasolina y Diesel.

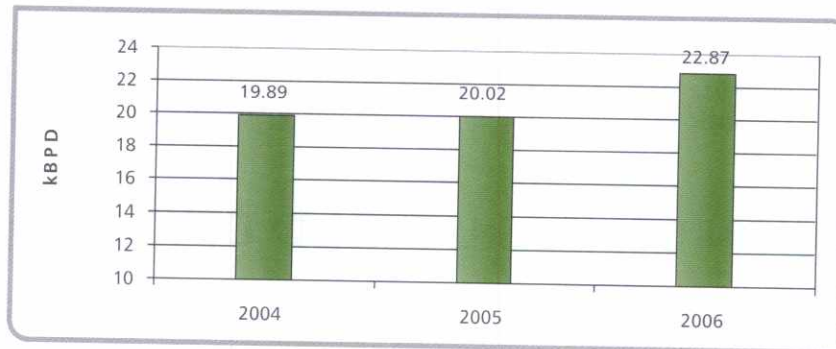
En el Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas se construyó una planta para producir 180 millones de pies cúbicos de gas natural, de cuyo proceso se extraen cerca de 4.500 BPD de GLP, los cuales están siendo inyectados a la red de crudo. De adelantarse el proyecto de recuperación de líquidos, el mercado dispondría de volumen adicional a partir de 2007 para una oferta total ligeramente superior a los 30.000 BPD.

El escenario de oferta no contempla inversiones adicionales por parte de ECOPETROL para la ampliación de la producción en las refinerías de su propiedad. Sin embargo, con la realización del Plan Maestro de Cartagena, los mayores volúmenes de GLP serán destinados a la industria petroquímica sin afectar la oferta al mercado nacional.

Durante el 2005, la demanda promedio de GLP fue de 21.235 BPD, superando el consumo promedio anual del 2004, en un 1%, constituyéndose en el primer año posterior al 2001 donde el consumo se mantiene y registra resultados positivos.

Actualmente se dispone de una capacidad de producción de GLP de hasta de 25.000 BPD, razón por la cual se vienen generando excedentes destinados a la exportación. Durante el primer trimestre de 2006, la producción de GLP alcanzó un promedio de 22,87 KBD, lo que representa un incremento del 14% con respecto a la producción del año anterior.

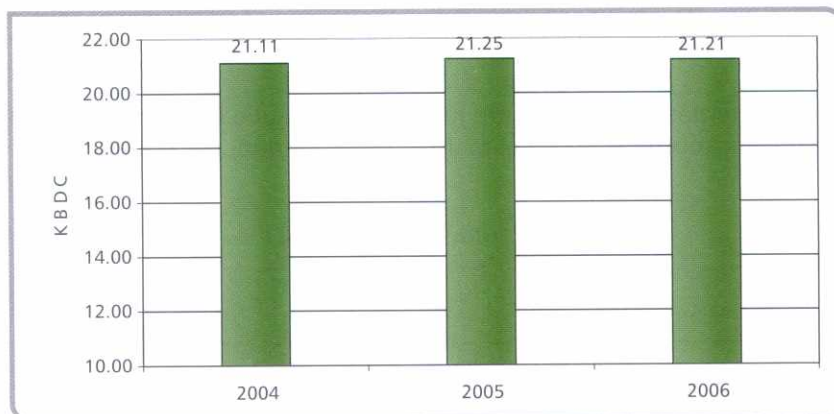
PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GLP
2004 - 2006



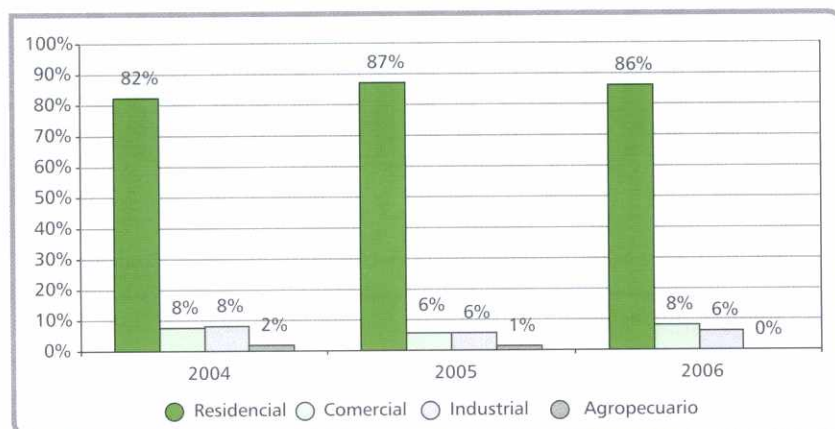
En forma sectorial, el GLP lo consumen tradicionalmente los sectores residencial, comercial e industrial. El sector residencial durante el año 2006, ha participado en una proporción de aproximadamente 86%, seguido de los sectores industrial y comercial, los cuales a su vez intervienen en proporciones del 8% y

6%. La participación del sector residencial ha aumentado ligeramente en los últimos años, lo que se atribuye principalmente a los programas de Gas para el campo y GLP rural, desarrollados en los últimos años.

CONSUMO DE GLP



CONSUMO SECTORIAL GLP 2004 - 2006



Fuente: UPME y Ecopetrol – abril 2006

En cuanto al consumo promedio, se tiene que éste ha alcanzado los 21,21 KBDC, manteniendo casi el mismo promedio en comparación con el año 2005.

15.2. TRANSPORTE

El GLP que se consume en el país es transportado por propanoductos o poliductos desde las refinерías de Cartagena y Barrancabermeja hasta los centros de almacenamiento y de ahí se moviliza en carro tanques hacia las plantas de almacenamiento y/o es envasado para luego comercializarse.

La red de transporte existente, propiedad de ECOPETROL, cuenta con una extensión aproximada de 865 Km y fue construida en la década de los 70.

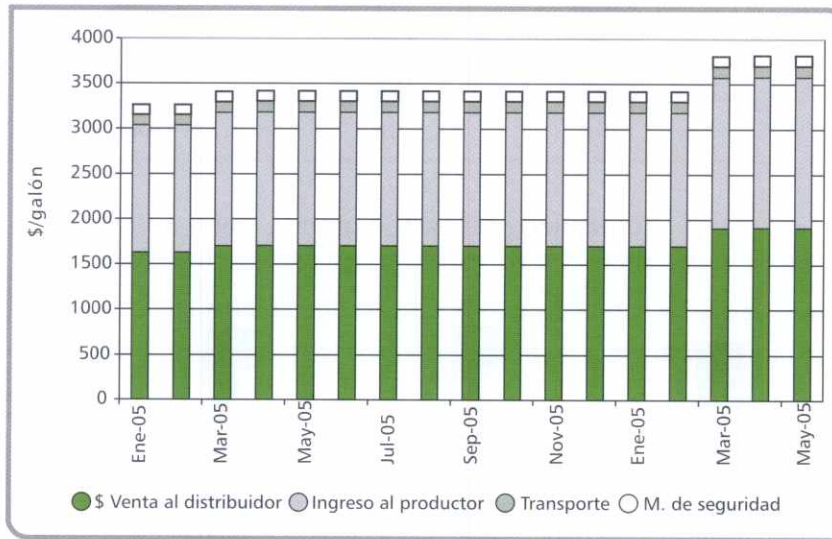
15.3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GLP

Con relación al precio del GLP se destaca la expedición de la resolución CREG 072 de junio de 2005, mediante la cual se propone a la industria del GLP que en lo sucesivo la remuneración al comercializador de GLP se haga con base en el criterio Paridad de Exportación, por considerarla como la más consistente con los objetivos de política energética de corto y largo plazo.

La estructura del precio del GLP se encuentra compuesta por el ingreso al productor, el margen de seguridad, el cual corresponde al valor que pagan los usuarios para que se realice mantenimiento a los cilindros de su propiedad, y el transporte por ducto. En la actualidad para este último componente, se aplica un esquema de estampilla con el propósito de maximizar la penetración del GLP en las zonas de la periferia de las ciudades y en las regiones apartadas a donde no es factible económicamente que lleguen las redes de gas natural.

La variación de los componentes del precio entre julio de 2005 y julio de 2006 fue de 13% para el ingreso al productor, 4,6% para transporte, 4,2% en el margen de seguridad, para un total de 11,9% en el precio de venta al distribuidor.

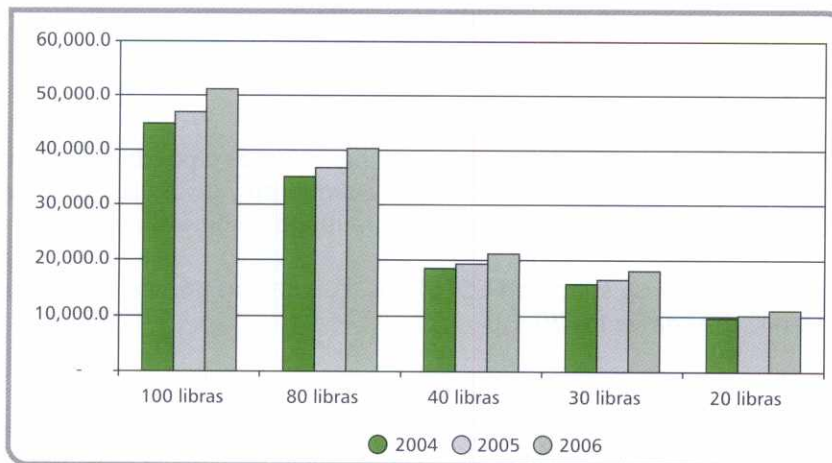
ESTRUCTURA DE PRECIOS GLP



Fuente: Ecopetrol – abril de 2006.

Con relación al precio del GLP en cilindros, se tiene que éste tuvo incrementos de 9,1% a 9,7% entre el año 2005 y el año 2006, para los cilindros de 100, 80, 40, 30 y 20 libras.

PRECIO DE GLP EN CILINDROS 2004-2006



Fuente: UPME - junio 2006

15.4. GLP RURAL

Este programa liderado por Ecopetrol, tiene el objetivo de beneficiar familias campesinas que utilizan la leña para la cocción de alimentos y que no tendrán acceso al Gas Natural en un mediano plazo. Adicionalmente busca contribuir con el medio ambiente y la calidad de vida de las familias ubicadas en sectores rurales, al sustituir leña por GLP para la cocción de alimentos y motivar a las empresas distribuidoras de GLP a ampliar su red de distribución hacia zonas apartadas.

Los criterios para definir los departamentos y municipios beneficiarios del programa durante el 2005 y 2006, así como los requisitos para ser beneficiarios del programa GLP rural se describen a continuación:

- Que el departamento no hubiera sido beneficiario en el primer programa de GLP rural (Casanare, Nariño, Santander y Tolima)
- Que la Zona sea identificada como de mayor potencial de crecimiento para el GLP según los resultados del Estudio de Balances Energéticos de la UPME para el 2004
- Que en los municipios beneficiarios no exista cobertura del Gas Natural actualmente, ni haya planes de expansión de este servicio en el corto plazo
- Las cifras poblacionales del DANE
- Facilidad de acceso a la zona y de ejecución de la labor de las empresas distribuidoras

Los requisitos para ser usuario beneficiario del programa GLP rural, son los siguientes:

- Tener residencia permanente en alguno de los Departamentos en que se desarrolla el programa
- No ser consumidores actuales de GLP
- No ser consumidores actuales ni potenciales de Gas Natural
- Sustituir leña por GLP para la cocción de alimentos
- Compromiso a continuar con el consumo de GLP por un período no inferior a un año
- Pagar \$25.000 por los equipos y el producto

Por el pago de los \$25.000 a los beneficiarios del programa, se les entrega una estufa de dos puestos, un cilindro de 33 libras lleno, un regulador y manguera y un bono para dos recargas adicionales. Con base en los criterios anteriores se definió una cobertura de cerca de 200,000 nuevos usuarios distribuidos en 15 departamentos, de acuerdo como se muestra:

COBERTURA TOTAL DEL PROGRAMA DE GLP RURAL

REGION	Nº HOGARES - GLP RURAL
Andina	93,952
Antioquia	38,085
Corregimiento El Centro (Barrancabermeja Santander)	370
Norte de Santander	8143
Meta	6,291
Caldas	9,768
Quindío	2,060
Risaralda	4,235
Boyacá	25,000
Caribe	88,602
Atlántico	3,087
Sierra Nevada	5,635
Cesar	12,880
Magdalena	15,000
Sucre	12,000
Córdoba	20,000
Bolívar	20,000
Sur Occidental	15,911
Chocó	2,381
Valle	5,065
Nariño	3,000
Cauca	5,465
TOTAL	198,465

El Programa se diseñó para ser ejecutado en tres fases: una fase piloto de 3.465 usuarios concentrados en el departamento del Cauca, que inició en diciembre de 2004.

En el 2005 se entregaron 88.585 equipos distribuidos en 10 Departamentos y dos regiones especiales, en lo que constituyó la fase II, y que arrojó los siguientes resultados:

REGION	Nº HOGARES - GLP RURAL
Andina	68,952
Antioquia	38,085
Corregimiento El Centro (Barrancabermeja Santander)	370
Norte de Santander	8143
Meta	6,291
Caldas	9,768
Quindío	2,060
Risaralda	4,235
Caribe	8,722
Atlántico	3,087
Sierra Nevada	5,635
Sur Occidental	10,911
Chocó	2,381
Valle	5,065
Cauca	3,465
TOTAL	88,585

La fase III se ejecuta actualmente¹⁶ y espera cubrir cerca de 110.000 familias, distribuidas como se muestra:

REGION	Nº HOGARES - GLP RURAL
Andina	25,000
Boyacá	25,000
Caribe	79,880
Cesar	12,880
Magdalena	15,000
Sucre	12,000
Córdoba	20,000
Bolívar	20,000
Sur Occidental	5,000
Nariño	3,000
Cauca	2,000
TOTAL	109,880

15.5. DISTRIBUCIÓN DE GLP

La entrega del producto al usuario puede hacerse mediante cilindros o tanques estacionarios. Los cilindros comercializados en el territorio nacional tienen capacidad de 10, 20, 30, 40, 80 y 100 libras.

Las ventas en cilindros durante el 2005 disminuyeron un 3,12% con respecto al 2004, mientras que las ventas a través de tanques estacionarios aumentaron en un 40,26%. En total el crecimiento del consumo a través de estas categorías fue de 3,92% durante el 2005, que en buena medida corresponde a los resultados positivos tanto del suministro por red como del programa de GLP rural.

El suministro con tanques estacionarios fue el de mejor comportamiento durante el 2005, registrando un incremento en la tasa de comercialización que representó el 40,2% con respecto al año anterior, equivalente a 1.360 BPD.

En adición a la distribución de GLP en cilindros y tanques, otro de los mecanismos para el suministro de GLP son las redes de distribución, en forma similar al gas natural y su fuente de abastecimiento son los tanques estacionarios. En la actualidad se presta el servicio de GLP por redes a 1.718 usuarios y se prevé, de acuerdo con las solicitudes tarifarias presentadas a la CREG, atender un total de 26.687 usuarios.

Los municipios de La Primera (Vichada), Socorro y San Gil (Santander) y Popayán en Cauca, cuentan con el servicio de distribución de GLP por red. Adicionalmente se encuentra en proyecto la distribución en Rionegro, San Gil, Charalá y Floridablanca en Santander

¹⁶ Hasta agosto de 2006

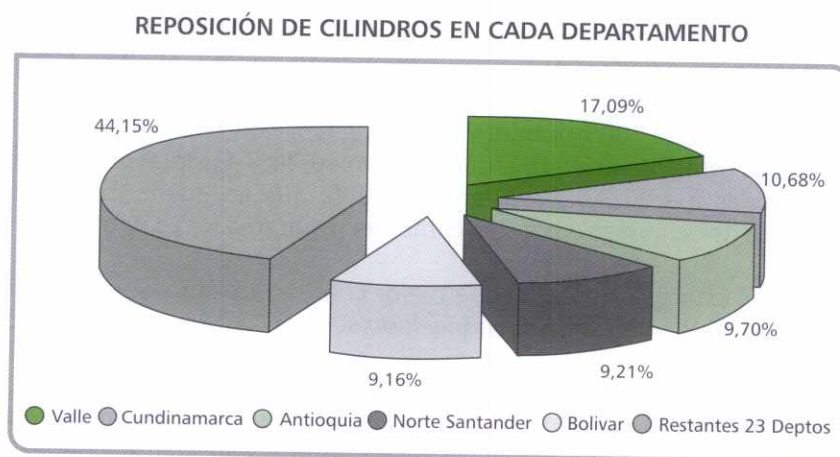
15.6. PROGRAMA DE REPOSICIÓN DE CILINDROS PARA DISTRIBUCIÓN DE GLP

El programa de reposición y mantenimiento de cilindros y tanques estacionarios tiene como objeto intercambiar el cilindro portátil de 20Lb, 40Lb y 100Lb no apto para la prestación del servicio, por otro nuevo de 33Lb o 77Lb, certificado conforme al reglamento técnico del Ministerio de Minas y Energía. Este programa también incluye los tanques estacionarios de propiedad de los usuarios del servicio de GLP. Las metas de reposición de cilindros para los distribuidores fueron establecidas para este programa, por las resoluciones CREG 021 de 2003, 057 de 2004 y 002 de 2005 y 009 de 2006. Al cierre del 2005 el programa de reposición registra un cumplimiento acumulado del 81% con respecto a las metas establecidas en las Resoluciones.

A la fecha se han repuesto cerca de 2,1 millones de cilindros. Durante el 2005 fueron destruidos y repuestos cerca de 900 mil cilindros, cantidad que representa un 7,16% menos que los registrados durante el 2004. En la tabla se registra la información detallada del cumplimiento de las metas por parte de los distribuidores, discriminada por tamaño de cilindros y de acuerdo con las resoluciones emitidas por la CREG.

Por otra parte, se destaca que el programa de reposición de cilindros se ha desarrollado con mayor intensidad en los departamentos de Valle, Antioquia, Cundinamarca, Norte de Santander y Bolívar.

La distribución de la participación por departamento en la reposición de cilindros es la siguiente:



Fuente: UT Interglp, abril 2006

RESOLUCIÓN	METAS		CDRs EMITIDAS		CDrs CUMPLIDAS		% RESPECTO A LAS METAS	
	CANTIDAD	% DEL TOTAL	CANTIDAD	% DEL TOTAL	CANTIDAD	% DEL TOTAL	CDrs EMITIDAS	CDrs CUMPLIDAS
Resolución 021 mayo 13 de 2003	1,167,080	48%	550,997	22%		24%	47%	47%
Resolución que se dejó de emitir 04	-	0%	276,811	11%		12%	NA	NA
Resolución 057 julio 15 de 2004	595,277	24%	632,609	26%		27%	106%	106%
Resolución 002 24 febrero de 2005	690,759	28%	1,006,390	41%		37%	146%	125%
TOTAL	2,453,116	100%	2,466,807	100%		100%	101%	95%

ANALISIS DE CUMPLIMIENTO DE RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN	METAS						CDrs EMITIDAS						CDrs CUMPLIDAS					
	20 lbs	30 lbs	40 lbs	80 lbs	100 lbs	TOTAL	20 lbs	30 lbs	40 lbs	80 lbs	100 lbs	TOTAL	20 lbs	30 lbs	40 lbs	80 lbs	100 lbs	TOTAL
Resolución 021 mayo 13 de 2003	123134	0	856931	0	187015	1167080	71935	436	448601	4832	25193	550997	71935	436	448601	4832	25193	550997
Resolución que se dejó de emitir 04	-	-	-	-	-	0	35091	1074	229389	819	10238	276811	35091	1074	229589	819	10238	276811
Resolución 057 julio 15 de 2004	70212	0	525065	0	0	595277	89188	594	531720	1847	9260	632609	89188	594	531720	1847	9260	632609
Resolución 002 24 febrero de 2005	251533	0	439226	0	0	690759	219331	1882	767114	3640	14423	1006390	164333	1351	686166	3078	7550	862478
TOTAL	444879	0	1821222	0	187015	2453116	415545	3986	1977024	11138	59114	2466807	360547	3455	1896076	10576	52241	2322895

15.7. ASPECTOS REGULATORIOS EN MATERIA DE GLP

15.7.1. REGLAMENTACIÓN TÉCNICA

- Resolución No. 18 0196 del 21 de febrero de 2006. Por la cual se expide el Reglamento Técnico para Cilindros y Tanques Estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento
- Resolución No. 18 1758 del 26 de diciembre de 2005. Por la cual se prorroga la vigencia de la Resolución 18 1788 de diciembre 29 de 2004, "por la cual se expide el Reglamento Técnico para Cilindros y Tanques Estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento".
- Resolución No. 18 0390 del 31 de marzo de 2006. Por la cual se corrige un error de edición en el Reglamento Técnico para Cilindros y Tanques Estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento.
- Reglamento Técnico para Plantas de Envasado En cumplimiento de las disposiciones legales nacionales y las establecidas en los convenios y acuerdos internacionales en materia de regulación técnica, el Ministerio de Minas y Energía publicó para conocimiento de la industria, los gremios y terceros interesados el Proyecto de Resolución, por la cual se expide el Reglamento Técnico para Plantas de Envasado de Cilindros utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado de Petróleo, el día 18 de noviembre de 2005.
- Reglamento Técnico aplicable a Expendios y Puntos de Venta. En cumplimiento de las disposiciones legales nacionales y las establecidas en los convenios y acuerdos internacionales en materia de regulación técnica, el Ministerio de Minas y Energía publicó para conocimiento de la industria, los gremios y terceros interesados el Proyecto de Resolución Por la cual se expide el Reglamento Técnico aplicable a Expendios y Puntos de Venta de Cilindros de GLP, el día 24 de noviembre de 2005.

15.7.2. REGULACIÓN

El objetivo del trabajo de la CREG para el sector de GLP durante el 2005 ha sido diseñar las señales económicas y regulatorias adecuadas para impulsar su desarrollo y fortalecimiento empresarial, de manera que se traduzca en mejoramiento de la calidad y seguridad en la prestación del servicio y en el aseguramiento de una oferta energética eficiente. Esto podrá alcanzarse con el acompañamiento de una tarea de control y vigilancia fortalecida y con el compromiso que debe afrontar la industria para transformar la imagen de este servicio y posicionarlo nuevamente como una alternativa limpia, confiable, eficiente y de buena calidad.

Para el efecto, durante el 2005 la CREG trabajó en la expedición de la regulación de estructura y comportamiento de la industria, de calidad del producto y del servicio, del mantenimiento y reposición de los activos de distribución. Adicionalmente, trabajó en la propuesta de tarifas acordes con las propuestas regulatorias anteriores y en el análisis de la situación y creación de un marco institucional y tarifario para la prestación eficiente del servicio en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

15.7.2.1. Marco Regulatorio de Estructura y Comportamiento de la Industria

El marco regulatorio vigente para el sector de GLP, Resolución CREG 074 de 1996, se expidió con un carácter de transitoriedad mientras se lograban dos objetivos: i) permitir la adaptación progresiva del sector a las nuevas reglas de mercado establecidas en la ley de servicios públicos domiciliarios y, ii) dar el tiempo suficiente para que la CREG desarrollara estudios especiales que recopilaran información suficiente del sector para producir una regulación de largo plazo, lo cual es el objetivo de la regulación que se ha estado diseñando y discutiendo durante los últimos 4 años.

El objetivo de este nuevo trabajo regulatorio es el de proveer a la industria de un modelo operativo en el que las relaciones comerciales y las responsabilidades de cada uno de los agentes involucrados sean específicas y generen relaciones contractuales formales con plena asignación de riesgos, responsabilidades

y derechos. Así, en agosto de 2005 se realizó un taller de aclaraciones con la industria y durante el resto de año se recibieron comentarios principalmente de la industria y los entes de control.

El tema de mayor controversia de la propuesta, lo ha constituido el manejo de los activos de distribución. Durante el 2006, además de expedir la regulación definitiva del resto de la cadena de prestación del servicio, la CREG definirá el esquema más adecuado para la actividad de comercialización al usuario final.

15.7.2.2. Calidad del Producto y del Servicio

En la Resolución CREG 100 de 2003 que establece los indicadores de calidad aplicables a la distribución de gas combustible por red de gasoductos, no se incluye el estándar de odorización aplicable a la distribución de GLP por redes, por lo que mediante la Resolución CREG 099 de 2005 se sometió a consulta una propuesta sobre el estándar de odorización aplicable a la distribución de GLP por redes; y mediante la Resolución CREG 016 de 2006 se adoptó el estándar definitivo.

Por otra parte, con el objetivo de establecer los estándares de calidad exigibles a los prestadores del servicio público domiciliario de GLP, durante el 2005 se sometió a consideración de la industria y terceros interesados una nueva propuesta contenida en la Resolución CREG 069 de 2005. Se recibieron comentarios y se realizaron talleres con la industria.

15.7.2.3. Marco Regulatorio de Tarifas

La operatividad del nuevo marco regulatorio depende, entre otras cosas, del acompañamiento de las señales tarifarias adecuadas y consistentes con los objetivos del mismo. Para esto debe analizarse la remuneración de las actividades que componen la cadena de prestación del servicio, de acuerdo con su naturaleza competitiva o monopólica, eliminando en lo posible la situación actual de mezcla de señales económicas, de manera que en el corto o mediano plazo se de la posibilidad real de liberar precios en las actividades competitivas.

Por otra parte, se deben establecer los mecanismos que hagan factible una oferta de producto que satisfaga la demanda en condiciones eficientes de cantidad, calidad, disponibilidad y confiabilidad.

De esta forma, se trabajó en el diseño de las propuestas metodológicas para calcular la remuneración al agente comercializador del producto al por mayor, los cargos de transporte por ductos y el cargo de distribución.

15.7.2.4. Metodología de Remuneración del Producto G

Con la Resolución CREG-072 de 2005, la Comisión hizo público un proyecto de regulación orientado a proponer la paridad de exportación como metodología de definición de los precios máximos de suministro de GLP. La expedición de esta Resolución obedece a lo dispuesto en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 sobre adopción de fórmulas tarifarias.

En el primer semestre del año 2006 la CREG iniciará las audiencias públicas para discutir esta propuesta regulatoria con los usuarios de las distintas regiones del país, así como con los agentes del sector, para luego expedir una resolución definitiva.

15.7.2.5. Metodología de Estimación de los Cargos de Transporte por Ductos

Con el fin de regular la actividad de transporte de GLP por redes y de acuerdo con lo estipulado en el artículo 126 de la Ley 142, en cuanto a la vigencia de cinco años de las tarifas, en las sesiones No. 265 y 266 de 2005, la CREG analizó una propuesta de metodología para remunerar esta actividad. Esta propuesta metodológica se llevará para aprobación definitiva de la CREG próximamente, complementada con la propuesta tarifaria para el diseño de la transición de la remuneración del almacenamiento.

Sección E Sector Administrativo

1. SERVICIOS ADMINISTRATIVOS

1.1 AUSTERIDAD SERVICIOS PÚBLICOS Y FOTOCOPIADO

El Ministerio de Minas y Energía logró ahorros durante el año 2005 por concepto de pago en los servicios públicos de energía, teléfono y aseo por valor de \$31.165.319 en relación con los pagos efectuados en el año 2004.

Igualmente se implementaron medidas al interior de la entidad con el fin de reducir la utilización del servicio de fotocopiado, logrando una reducción en relación con el año 2004 de 25.000 fotocopias.

1.2 ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS

Durante el 2005, el Ministerio de Minas y Energía adquirió dos vehículos por el sistema de permuta mediante los contratos GSA-04-05 y GSA-12-2005, generando para la entidad beneficios en lo que se refiere ahorro en costos de mantenimiento correctivo, seguros obligatorios y para uno de ellos el pago de la póliza de automóviles.

1.3 LEGALIZACIÓN DE INMUEBLES

La entidad durante el año 2005 legalizó cuatro predios de su propiedad ubicados en los Municipios de Los Santos Santander (2), Pasto (1), Bogotá (1), que no se encontraban titulados o los títulos presentaban alguna inconsistencia.

1.4 COMODATOS Y ARRENDAMIENTO

Dando cumplimiento al Programa de Gestión de Activos se suscribió el contrato de comodato No GSA. 011 de 2005 con la UPME, sobre parte del inmueble ubicado en la Carrera 50 No. 26 -00 de la ciudad de Bogotá, que le permite a la Entidad efectuar ahorros por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios públicos y vigilancia.

Asimismo se continuó con la ejecución de los contratos de comodato celebrados con las siguientes entidades:

- El Servicio Nacional de Aprendizaje SENA, sobre el inmueble ubicado en el Municipio de Quibdó, que le permitió a la Entidad un ahorro por concepto de vigilancia, impuestos y seguros por valor de \$26.879.279.
- INGEOMINAS, sobre parte del Inmueble ubicado en la Carrera 50 No. 26-00 de la ciudad de Bogotá, le permitió a la entidad un ahorro de \$139.185.163 por concepto de servicios públicos y vigilancia.

Igualmente por concepto de contratos de arrendamiento suscritos con las Centrales Eléctricas de Nariño sobre un inmueble ubicado en la ciudad de Pasto, y con la Fundación Inmunológica de Colombia sobre parte del inmueble ubicado en la Carrera 50 No. 26-00 de la ciudad de Bogotá, le ha permitido a la entidad ahorros por valor de \$236.615.880 por concepto de administración, vigilancia y servicios públicos. Asimismo por este concepto se percibieron ingresos con destino a la Dirección de General del Tesoro por valor de \$44.828.672.

1.5 BAJA DE BIENES MUEBLES

Como contribución al Programa Computadores para Educar, liderado por la Presidencia de la República, el Ministerio entregó a dicho programa equipos de cómputo por valor de \$179.647.118,84

Durante el año 2005 el Ministerio efectuó bajas de bienes con el fin de ser rematados ante el Martillo del Banco Popular por valor de \$19.910.250,88 los cuales fueron consignados a la Dirección General del Tesoro Nacional.

2. FINANCIERO Y PRESUPUESTO

CUADRO COMPARATIVO DE AUSTERIDAD EN EL GASTO SERVICIOS PÚBLICOS MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA CUATRIENIO 2002 - 2005				
SERVICIO	2002	2003	2004	2005
Celulares	33.199.497	23.014.957	23.020.963	33.349.752
ETB	153.405.075	144.331.500	112.130.680	94.512.691
Codensa	95.809.120	96.307.050	109.271.160	97.896.460
EAAB	7.166.660	16.013.150	5.835.660	10.131.940
ECSA	7.729.440	7.861.350	7.943.250	5.770.620
Total Servicios Públicos	297.311.794	287.530.010	258.203.717	241.663.468
		AHORRO 2003-2002	AHORRO 2004-2003	AHORRO 2005-2004
		9.781.784	29.326.293	16.540.249
	AHORRO TOTAL CUATRIENIO		55.648.326	

3. ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS

Durante el Cuatrienio 2002-2005 el Ministerio de Minas y Energía dio de baja los siguientes vehículos por el sistema de remate.

AÑO DE LA BAJA	CLASE DE VEHÍCULO	MARCA	MODELO	PLACAS
2002	CAMIONETA	LUV	1991	NVK 209
2002	CAMPERO	TROOPER	1990	OBA 861
2002	MOTOCICLETA	SUSUKY	1996	LMR 34 A
2003	CAMIONETA	LUV	1993	BCE 351
2003	AUTOMOVIL	RENAULT -9	1993	BFM 060
2003	AUTOMOVIL	RENAULT -9	1996	BGJ 635
2003	AUTO MOVIL	MAZDA	1995	OJF 868

Asimismo y con el fin de renovar el parque automotor y ahorrar costos de mantenimiento se efectuó la baja de vehículos por el sistema de permuta así:

LÍNEA	MARCA	MODELO	CILINDRAJE	PLACAS
Montero	Mitsubishi	1997	2600 c.c.	ORK 034
Montero	Mitsubishi	1997	2600 c.c.	OTD 880
Automovil	Renault 9	1997	1400 c.c.	BIG 514
Automovil	Renault 9	1997	1400 c.c.	BIG 515
VALOR PERMUTA \$54.000.000				
Vehículo recibido: Chevrolet Optra 1, 8 sedan mecánico, por valor de \$50.689.999, con el saldo restante se adquirieron seguros y se cubren gastos de mantenimiento				

LÍNEA	MARCA	MODELO	CILINDRAJE	PLACAS
Montero	Mitsubishi	1997	2600 c.c.	BIG 513
Montero	Mitsubishi	1997	2600 c.c.	OSA 654
Automovil	Renault 9	1995	1400 c.c.	OIL 090
Automovil	Renault 9	1997	1400 c.c.	OSA 653
VALOR PERMUTA \$59.000.000				
Vehículo recibido: Mazda 626 Sedan 0.0 Kilómetros por valor de \$56.660.000. El saldo restante se consignó a la Dirección General del Tesoro				

Vehículo recibido: Chevrolet Optra 1,8 sedan mecánico, por valor de \$50.689.999, con el saldo restante se adquirieron seguros y se cubren gastos de mantenimiento

Vehículo recibido: Mazda 626 Sedan 0.0 Kilómetros por valor de \$56.660.000. El saldo restante se consignó a la Dirección General del Tesoro

4. PROGRAMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS

4.1 LEGALIZACIÓN DE INMUEBLES

La Entidad durante el 2005 legalizó cuatro predios de su propiedad ubicados en los municipios de Los Santos Santander (2), Pasto (1) y Bogotá (1), que no se encontraban titulados o los títulos presentaban alguna inconsistencia.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DIRECCION	CLASE DE PREDIO	MATRICULA INMOBILIARIA
Cundinamarca	Bogotá	AC. 26-46-90	Urbano	50C-113494
Nariño	Pasto	Calle 18A Nº 42-22 Pandiaco	Urbano	240-33105
Santander	Los Santos	Lote A Vereda Las Lomas	Rural	314-0266806
Santander	Los Santos	Lote B Vereda Las Lomas	Rural	314-0266807

4.2 CONTRATOS DE COMODATO

Dando cumplimiento al Programa de Gestión de Activos, se suscribieron contratos de Comodato que le permiten a la Entidad efectuar ahorros por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios públicos y vigilancia del año 2002 a la fecha, por los valores que se señalan a continuación:

NÚMERO	FECHA	OBJETO	CONTRATISTA	AHORROS
GSA 028 2003	2003/12/30	Inmueble Bogotá	DANE	\$22.443.000
GSA 03 2004	2004/04/02	Inmueble Quibdó	SENA	\$26.879.279
GSA 011 2005	2005/07/15	Parte Inmueble INEA	UPME	\$11.827.971
ASA 021-02	2002/09/06	Parte Inmueble Antiguo INEA	INGEOMINAS	\$139.185.163
				\$200.335.413

4.3 CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO

Por concepto de contratos de arrendamiento suscritos, se percibieron ingresos y ahorros del año 2002 a 31 de diciembre de 2005 así:

NUMERO	FECHA	OBJETO	CONTRATISTA	INGRESOS	AHORROS
OJ - 15 - 01	2002/09/06	Parte inmueble ubicado en la ciudad de Bogotá - CAN	Fundación Instituto de Inmunología de Colombia	157.939.279	122.442.000
Contrato de Arrendamiento N° 21 DE 2.003	2003/12/05	Inmueble ubicado en la ciudad de Pasto	Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR)	50.000.000*	124.079.000
				207.939.279	246.521.000

* Este valor se acordó pagarlo en mejoras locativas del edificio

4.4 VENTA DE INMUEBLES

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	MATRICULA INMOBILIARIA	FECHA DE ENTREGA	VALOR DE LA VENTA	TIPO DE INMUEBLE
SANTANDER	B/MANGA	300-76174	24/11/2004	\$166.468.513	CASA

5. BAJA DE BIENES MUEBLES

Como contribución al Programa Computadores para Educar liderado por la Presidencia de la República, el Ministerio de Minas y Energía entregó a dicho programa equipos de cómputo por valor de \$179.647.118,84.

Asimismo por concepto de bajas de bienes muebles obsoletos a través del Martillo del Banco Popular, se percibieron los ingresos que se describen a continuación:

AÑO	VALOR REMATES
2002	\$ 26.242.216
2003	\$ 54.498.126
2004	\$ 2.947.789
2005	\$ 3.277.590

6. JURISDICCIÓN COACTIVA

6.1 LOGROS EN RECUPERACIÓN DE CARTERA

Fundamentado en la facultad de cobro coactivo contemplada en la Ley 6 de 1992, el Ministerio, ha recuperado la suma de \$5.885.892.062 desde la puesta en marcha del Grupo de Jurisdicción Coactiva en julio de 2004.

6.2 PUBLICACIÓN DE DOCUMENTOS

El Grupo de Jurisdicción Coactiva elaboró los libros "GUÍA PRÁCTICA DE NORMATIVIDAD APLICABLE A LAS ENTIDADES PÚBLICAS" y "PROCESO DE COBRO POR JURISDICCIÓN COACTIVA PARA LAS ENTIDADES PÚBLICAS".

El primero es un logro del Plan Sectorial de Desarrollo Administrativo, como resultado de la gestión del Grupo Sectorial de la Política 4 "Moralización y Transparencia de la Administración Pública", en el que se define de manera particular cada uno de los aspectos a tener en cuenta en temas como normatividad general, contratación, saneamiento contable y control interno, entre otros, lo que servirá de herramienta en la gestión de nominadores y funcionarios de las entidades del sector.

El segundo, realizado en asocio con la Escuela Superior de Administración Pública – ESAP, responde a la necesidad de contar con un instrumento para adelantar los cobros por vía coactiva, facultad exorbitante de la administración, que consiste en la facultad de cobrar directamente las sumas que se le adeudan a la Nación por concepto de impuesto, contribuciones especiales y multas, sin que medie intervención judicial.

7. PARTICIPACIÓN CIUDADANA EN EL EJERCICIO Y CONTROL DE LO PÚBLICO Y DE LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN

Teniendo como marco de referencia la Constitución Política de Colombia de 1991 y las normas que regulan y orientan la participación democrática, el Grupo de Participación Ciudadana del Ministerio de Minas y Energía, se fortaleció en el 2005 con la expedición de la Resolución 180296 del 16 de marzo, gracias a la adjudicación de funciones de comunicación y divulgación de información sectorial, lo que amplía el espacio de expresión ciudadana y declara una mayor conciencia al interior de la Entidad acerca de la responsabilidad de los servidores públicos frente a los ciudadanos.

Con esta visión, el Ministerio de Minas y Energía se constituyó en uno de los pioneros en la realización de Audiencias Públicas, siendo así reconocido por el Departamento Administrativo de la Función Pública, ente que establece los lineamientos básicos para la realización de estos ejercicios democráticos concebidos en la política de democratización de la administración, hacia un Estado comunitario, pluralista y participativo.

La primera Audiencia Pública de Rendición de Cuentas del Sector Minero Energético, realizado el 28 de abril de 2004 reunió a 500 ciudadanos, mientras el segundo evento realizado el 15 de julio de 2005 reunió a 450 personas interesadas en los resultados y metas del sector.

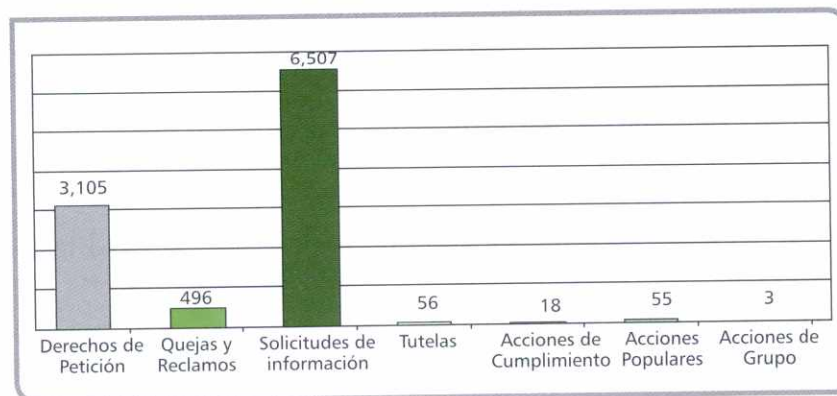
El Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo de las Entidades del sector, presentó el balance de gestión de la Administración y la proyección de metas sectoriales a los asistentes, quienes tuvieron la oportunidad de plantear sus inquietudes sobre la gestión realizada a través de diversos medios dispuestos para este fin. Los resultados generales fueron alentadores, pues de acuerdo con la retroalimentación realizada con los ciudadanos, se evidenció un sector transparente y comprometido con la sociedad y la economía colombiana y se reiteró una vez más, que los espacios de participación ciudadana demuestran la transparencia de las Entidades y contribuyen a la defensa y promoción de los derechos sociales, económicos, culturales y colectivos de los colombianos.

Otras actividades realizadas de fortalecimiento democrático y de lucha contra la corrupción, se encuentran asociadas con las metas del Plan Sectorial de Desarrollo Administrativo en su Política 3 sobre la Democratización de la Administración Pública, donde se ha trabajado durante los últimos cuatro años en beneficio de la democracia participativa, dando a conocer a los usuarios proyectos, políticas, normas y acciones sectoriales, con la convicción que en tanto el ciudadano se encuentre informado, se facilita su participación en las decisiones del Gobierno Nacional. Sobresalen las siguientes acciones:

- Realización de charlas, talleres, conferencias y foros dirigidos a asociaciones, gremios, estudiantes y ciudadanos en general sobre los temas relevantes del sector en su momento
- Divulgación de la metodología para la atención de las veedurías al interior de la entidad y divulgación de información referente a programas, servicios, obras y contratos de la Entidad para facilitar su ejercicio
- Organización y reglamentación de las Oficinas de Participación Ciudadana de las entidades adscritas y vinculadas
- Realización de reinducciones sectoriales y charlas internas tendientes a capacitar al recurso humano de las entidades del sector para atender de manera eficiente los requerimientos ciudadanos y como parte del proceso de promoción interna de la cultura de participación ciudadana
- Elaboración de una Guía para la Participación Ciudadana en el Sector Minero Energético, que contiene información esencial que facilita el acceso del ciudadano a las entidades que conforman el sector

En cuanto a los mecanismos directos de participación, los siguientes cuadros reflejan un balance general de la atención prestado a los ciudadanos en el Ministerio de Mina y Energía en el periodo comprendido del 2002 al 2005 y su estricto seguimiento.

CONSOLIDADO CUATRIENIO 2002 -2005
MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA



El Ministerio de Minas y Energía realizó la encuesta de satisfacción del cliente que evaluó aspectos de nuestro servicio como atención, oportunidad, calidad en el contenido de la información, orientación y asesoría suministrada en los diversos temas de los sub-sectores, además de la percepción sobre los medios de comunicación disponibles. Los resultados fueron exitosos, teniendo en cuenta que el 92%

de nuestros clientes indicaron sentirse satisfechos con los servicios recibidos por la Entidad. Con esta medición se realizará un proceso de fortalecimiento y mejoramiento de la gestión, con el cual se pretende alcanzar la meta del 100% de clientes satisfechos, siguiendo los lineamientos de nuestros objetivos de calidad.

8. PLANES DE GESTIÓN

8.1 SISTEMA DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO

Desde el año 2000 se ha venido implementando en el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas y vinculadas el Sistema de Desarrollo Administrativo, destacando como los principales logros:

- Creación de los Comités de Desarrollo Administrativo Sectorial y Técnico y conformación de 5 Grupos Sectoriales de Trabajo.
- Elaboración del Informativo Energiminas que se publica semestralmente.
- Diseño de la página web www.energiminas.gov.co.
- Publicación de los libros: Guía Régimen Disciplinario de los Servidores Públicos (Ley 734 de 2002); Guía Práctica de Normatividad Sector Público, esta última es una compilación de las principales normas a tener en cuenta tanto por los funcionarios de las Entidades públicas como por los nominadores, destacando sus principales obligaciones.
- Definición del Pensamiento Estratégico Sectorial (Misión, Visión, Políticas).
- Publicación y adopción del Decálogo de Principios y Valores.
- Se ha logrado una mayor integración entre las entidades adscritas y vinculadas, mediante la realización de Comités Sectoriales de Desarrollo Administrativo con la participación de Presidentes, Gerentes y Directores de las mismas y de las Empresas Electrificadoras.
- Se han fortalecido los Grupos Sectoriales de Trabajo, lo que ha redundado en un excelente trabajo de equipo que se ve reflejado en el cumplimiento y la oportunidad de la alimentación de la información en el Sistema, generando una cultura para su actualización e inclusión de información, de acuerdo con los parámetros establecidos. Se ha contado en estas reuniones con la presencia del Contralor General de la República y del Director del Departamento Administrativo de la Función Pública.
- El Sistema de Información Gerencial Sectorial - SIGE, surge como resultado de la gestión adelantada por la Política 5 Rediseños Organizacionales del Plan de Desarrollo Administrativo.
- Los Módulos que conforman este Sistema son: Estratégico, Gestión, Sistema de Desarrollo Administrativo, Control Interno, Normatividad y Administración.
- Esta aplicación fue desarrollada pensando en la facilidad de uso y acceso al mismo tiempo por parte de los funcionarios de las entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía, pretendiendo establecer el manejo de la información de las entidades de una forma más ágil y segura, a través de la Internet.
- Las entidades adscritas y vinculadas cuentan con Planes unificados, lo que ha permitido la consolidación como Sector. El SIGE además permite a los usuarios consultar, y de acuerdo con su nivel de acceso, o perfil de usuario, actualizar la información de los módulos correspondientes a dicho perfil.
- El Módulo de Sistema de Desarrollo Administrativo facilita la formulación y seguimiento de los Planes tanto Sectorial como de cada una de las Entidades adscritas y vinculadas, registrando las alertas y avances del mismo, el cual puede ser consultado por el Ministro, Presidentes y Gerentes de Entidades, quienes a través de una rápida consulta, pueden verificar el cumplimiento de las acciones y actividades programadas, a fin de establecer, en caso de ser necesario, las oportunas alarmas y controles sobre la gestión adelantada en sus Entidades.
- Se cuenta con información y soportes de ejecución evidenciados en el sistema; que facilitan la obtención y análisis de información directamente de las entidades.

El Departamento Administrativo de la Función Pública, dentro del Sistema de Desarrollo Administrativo seleccionó como MEJORES PRÁCTICAS SECTORIALES en el 2006, dos actividades lideradas por el Ministerio de Minas y Energía.

El día miércoles 21 de junio de 2006, nuestras actividades fueron reconocidas con los siguientes resultados:

Primer Lugar: Con un puntaje de 97 puntos sobre 100, Sector Minas y Energía -Política 3 "Democratización de la Administración Pública", con la práctica Audiencia de Rendición de Cuentas.

Tercer Lugar: Con un puntaje de 91 puntos sobre 100, Sector Minas y Energía - Política 5 "Rediseños Organizacionales", con la práctica Sistema de Información Gerencial – SIGE.

Resaltamos que estos logros se alcanzaron gracias al trabajo en equipo de los Grupos que conforman el Plan Sectorial de Desarrollo Administrativo y de todos los funcionarios que día a día demuestran su esfuerzo, iniciativa y sentido de pertenencia por el sector.

8.2 SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

El Ministerio de Minas y Energía es consciente del cambio y de su preocupación por ofrecer mejores servicios y productos a los ciudadanos. La Entidad inicio desde el pasado 25 de agosto de 2004 la Implementación del Sistema de Gestión de la Calidad, basado en las normas ISO:9001 y NTCGP1000:2004, dando cumplimiento a la Ley 872 de 2003.

Estas herramientas administrativas han permitido que la Entidad gestione su compromiso a través de procesos, lo que permite un mayor entendimiento de su gestión para mejorar.

Se cuenta con un Manual de la Calidad en el cual evidencia su compromiso hacia el cliente, a través del cumplimiento de norma. El avance de la implementación del Sistema es en la actualidad del 86,5%.

Los beneficios de la implementación han comenzado a dar sus efectos positivos, puesto que los funcionarios han llegado a acuerdos previos para realizar sus actividades planificadamente, lo que ahorra tiempo y dinero

La Auditoria Externa se programó con la empresa BVQi, para realizarse los días 14, 21 y 22 de junio de 2006. El resultado de esta Auditoría Externa, fue la CERTIFICACIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA EN LA NORMA ISO 9001:2000.

9. GESTIÓN HUMANA

9.1 AJUSTE DEL MANUAL ESPECÍFICO DE FUNCIONES Y DE COMPETENCIAS LABORALES

Con la expedición de la Ley 909 de 2004, se introduce el concepto de competencias laborales en la Administración Pública para el desempeño de empleos públicos incluyendo los requisitos de estudio y experiencia, así como las demás condiciones para el acceso al servicio público las cuales deben ser coherentes con el contenido funcional del empleo.

De acuerdo con la fijación de políticas de gestión del recurso humano al servicio del Estado dentro del marco de la Constitución y la Ley, en los referente a la planeación, vinculación y retiro, bienestar social e incentivos al personal, sistema salarial y prestacional, nomenclatura y clasificación de empleos, manuales de funciones y de competencias laborales, plantas de personal y relaciones laborales, el Departamento Administrativo de la Función Pública con la participación de la Escuela Superior de Administración Pública –ESAP- diseñó el "Instructivo para el ajuste al manual específico de funciones y de competencias laborales", teniendo en cuenta los lineamientos establecidos en los Decretos 770, 2539 y 2772 de 2005, y 871 de 2006.

El Ministerio de Minas y Energía adelantando la metodología establecida por el DAFP y la ESAP, expidió la Resolución 18 1194 del 15 de septiembre de 2005, por la cual se ajusta el Manual Específico de Funciones y de Competencias Laborales para los empleos de la Planta de Personal del Ministerio de Minas y Energía. Esta primera actualización se hizo con los 47 cargos de la planta de personal que se incluyeron en la Convocatoria 001-2005 de la Comisión Nacional del Servicio Civil.

Los demás cargos se trabajaron con la misma metodología y normatividad vigente, y está pendiente la expedición del acto administrativo que corresponde.

En este mismo sentido, se realizó para todos los funcionarios de la Entidad una capacitación sobre el tema de competencias laborales, la cual tuvo como objetivo introducir y sensibilizar a los funcionarios en esta materia, así como mostrar la inclusión de dicho concepto en la Administración Pública.

9.2 CONVOCATORIA 001-2005 DE LA COMISIÓN NACIONAL DEL SERVICIO CIVIL

La CNSC en cumplimiento de la resolución 171 del 5 de diciembre de 2005, convocó al proceso de selección para proveer por concurso abierto de méritos los empleos de carrera administrativa de las entidades y organismos del orden nacional y territorial regidas por la ley 909 de 2004.

Para colaborar con el objetivo de la Convocatoria, el Ministerio de Minas y Energía, mediante el formato 002, diseñado por la Comisión, suministró oportunamente la información de los empleos públicos de carrera administrativa que a la fecha se encontraban en vacancia definitiva, y ha venido entregando los datos solicitados para adelantar el proceso. Así mismo, y dando cumplimiento a las normas expedidas, la entidad ha orientado y entregado a los aspirantes, tanto funcionarios como ciudadanos en general, la información relacionada con inscripción y posterior proceso de selección, según la convocatoria.

9.3 PROGRAMA DE RENOVACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 18 de la Ley 790 de 2002, el Departamento Nacional de Planeación y el Departamento Administrativo de la Función Pública, establecieron algunas reglas para su cumplimiento, mediante la Circular 507 de 2003.

El Ministerio de Minas y Energía ha tramitado las solicitudes de reconocimiento de pensión ante las Entidades correspondientes, de los funcionarios que cumplen los requisitos legales, de acuerdo con la facultad conferida en el Parágrafo 3, Artículo 9 de la Ley 797 de 2003. Así mismo, viene realizando el proceso establecido para la supresión de cargos vacantes por reconocimiento de pensión, y emitiendo oportunamente la información periódica y de seguimiento.

Como responsable sectorial, la entidad ha enviado al DAFP en los períodos establecidos, la información pertinente sobre las entidades del sector obligadas a reportar. La Entidad brindó al grupo de personas próximas a pensionarse la capacitación "Administración del Tiempo", la cual tuvo como objetivo sensibilizarlos y prepararlos para la etapa del retiro.

9.4 SISTEMA GENERAL DE INFORMACIÓN ADMINISTRATIVA DEL SECTOR PÚBLICO –SUIP

Tal como lo estableció el Departamento Administrativo de la Función Pública, mediante Decreto 1145 de 2004, el Ministerio de Minas y Energía mensualmente consolida y alimenta dentro del período establecido la información que sirve de soporte para la formulación de políticas y la toma de decisiones por parte del Gobierno Nacional.

Dicho sistema se encuentra clasificado estructuralmente, de tal manera que proporciona tanto a la Entidad, como al ciudadano información en materia de la normatividad que rige los órganos y las entidades del Sector Público, en cuanto a su creación, estructura, plantas de personal, nómina y número de contratos de prestación de servicios y de consultoría suscritos por las entidades.

10 ADMINISTRACIÓN DOCUMENTAL

Para el año de 2002 el Ministerio de Minas y Energía, realizó de un diagnóstico sobre el estado de la gestión documental y la organización de los archivos y la acción de mejoramiento fue:

Este tema no estaba reglamentado
 No había políticas definidas par gestión documental
 No se disponía de un espacio adecuado para ubicar los archivos
 No se disponía de tecnología para el manejo y control de los recursos informativos de la entidad
 No se contaba con la Tabla de Retención Documental
 No se habían realizado transferencias de documentos históricos al Archivo General de la Nación
 No se disponía de personal capacitado en temas archivísticos
 No se conocía los volúmenes, temas y las fechas de los documentos.

Con el fin de poder resolver los anteriores problemas se realiza una gestión ante ECOPETROL S.A. de donde se obtiene apoyo económico para adecuar un espacio de 1000 metros cuadrados con las especificaciones requeridas para que funcione el Archivo Central del Ministerio con una inversión inicial de (\$870.000.000) Ochocientos Setenta Millones de pesos para la fase inicial, luego de lograron ayudas por (\$ 1.300.000.000) Mil trescientos Millones de pesos con los cuales se instaló la infraestructura tecnológica para el funcionamiento del sistema de gestión documental en su fase de archivos de gestión, del archivo central, y un aplicativo para correspondencia con módulos de manejo de documentos electrónicos, radicación multiusuario, y control centralizado de toda la documentación y tramite oficial en una base de datos estructurada.

Se reglamento la gestión documental en lo relacionado con las tablas de retención documental, las transferencias documentales, el manual de archivo y correspondencia, se crea e integra un grupo adscrito a la Secretaria General responsable de la política de gestión documental que se denomina Grupo de Administración documental.

Con ocasión de las decisiones gubernamentales sobreviene la obligación de recibir los archivos de las empresas mineras en un volumen aproximado de tres (3000m) metros lineales de documentos y este hecho desborda la capacidad de almacenamiento en el Archivo Central del ministerio en el año 2005, motivo que nos lleva a presentar un proyecto de inversión al DNP a fin de obtener recursos del presupuesto para ampliar la planta física del archivo labor que aspiramos a ejecutar en la presente vigencia.

11. SISTEMAS

11.1 AMPLIACIÓN PLATAFORMA COMPUTACIONAL

El Ministerio de Minas y Energía cuenta hoy con una infraestructura de cómputo actualizada, reduciéndose su obsolescencia del 85% en 2003 al 33% en el 2005. Con el trámite de la Licitación MME-001 de 2006, se van a adquirir 35 microcomputadores de escritorio, con los cuales se reduce la obsolescencia al 15%. Igualmente, se actualizó la plataforma de impresión, lográndose la sustitución de sesenta impresoras de matriz de puntos y de inyección, por once (11) impresoras láser de red corporativas.

11.2 ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA:

11.2.1 PLATAFORMA DE BASES DE DATOS

Con miras hacia la actualización tecnológica del Ministerio, se orientaron los esfuerzos y la aplicación de los recursos para la adquisición de tecnología informática. Por ello, no solamente se actualizaron los equipos de cómputo, sino también la plataforma de bases de datos, adquiriéndose durante entre los años 2003 y 2005, los motores de bases de datos SQL Server 2003 Standard Edition y Enterprise Edition, plataformas en las cuales se encuentran instalados los actuales sistemas de información del Ministerio. Por lo tanto, el Ministerio cuenta hoy con un esquema de desarrollo de aplicaciones de tres niveles, orientado a soluciones informáticas que puedan funcionar bajo ambiente de Internet (protocolos HTTP y WWW, entre otros)

11.2.2 PLATAFORMA OPERATIVA

Con el propósito de obtener homogeneidad en los sistemas operacionales de la plataforma operativa de los servidores y estaciones de trabajo, la Entidad dio inicio, a principios del año 2003, a la implantación de

sistemas operacionales Windows Windows 2000 con la evolución hacia windows 2003 Standard Edition y Enterprise Edition, los cuales soportan aplicaciones y sistemas de información con última tecnología, especialmente para ambientes WEB.

11.2.3 PLATAFORMA DE COMUNICACIONES

Se logró interconectar la sede del Archivo Central del Ministerio con su sede principal a través de un enlace privado de 7.3 Megabits por segundo (Mbps), con el fin de brindar servicio en línea al Sistema de Información de Administración Documental del Ministerio.

11.3 SISTEMAS DE INFORMACIÓN

A partir del año 2003 y una vez replanteada las plataformas de bases de datos y operativa, se diseñó e implementó el Sistema Único de Información del Ministerio de Minas y Energía (SUIME), el cual opera en ambiente de internet. Este sistema se inició con los módulos de Liquidación de Regalías de Hidrocarburos y de Nómina. Actualmente se encuentra en la etapa de desarrollo el módulo para la Administración de Recursos Físicos. Mediante la Licitación MME-001 de 2006 se contratará el desarrollo del módulo de Liquidación del Impuesto de Transporte de Hidrocarburos.

11.4 SEGURIDAD INFORMÁTICA

11.4.1 POLÍTICAS DE SEGURIDAD INFORMÁTICA

Sugiere las buenas prácticas para el desempeño tanto de los usuarios, como de los administradores de los recursos tecnológicos. Relaciona cada uno de los puntos a tener en cuenta para el uso de las herramientas informáticas.

11.4.2 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA VIRUS INFORMÁTICO Y ATAQUES DESDE INTERNET

El control de virus informático se está ejerciendo de manera automática a través de un E-POLICY de MCAFEE, el cual actualiza las versiones de antivirus de manera inmediata a través de la red, tan pronto como se liberen las mismas. Igualmente se está filtrando virus a través de un equipo appliance, mismo que controla SPAM, SPOOFING, y PISHING.

11.4.3 PLAN DE CONTINGENCIAS

Se tiene formulado el Plan de Contingencias Informático, el cual se encuentra en etapa de implementación.

11.5 PROTECCIÓN ELÉCTRICA

En el año 2005 se adquirió una infraestructura eléctrica independiente y regulada por una UPS con su transformador de aislamiento. Dicha infraestructura compuesta por canaleta y cableado independiente y dedicada exclusivamente para los equipos de cómputo y de comunicaciones, suministra fluido eléctrico de óptima calidad, brindando así una continuidad en la operación de la plataforma de cómputo y comunicaciones del Minsiterio.

11.6 MANTENIMIENTO DE LA PLATAFORMA COMPUTACIONAL

Durante los años 2002 a 2005 se mantuvo el normal funcionamiento de la plataforma informática gracias a la continua contratación para la obtención del servicio de mantenimiento preventivo y correctivo de los recursos computacionales y de comunicaciones, el cual se suministró a todos los equipos en servicio en el Ministerio, y que soportan tanto las actividades misionales como de apoyo.

Anexos

Anexo Legal

HIDROCARBUROS
LEYES Y DECRETOS 2005 a 2006

Norma	Número	Día/mes	Año	Tema
Decreto	260	07-Feb	2005	Por medio del cual se adiciona el Decreto 255 del 11 de febrero de 1992 y se dictan otras disposiciones. Exenciones arancelarias
Decreto	457	24-Feb	2005	Por el cual se modifican transitoriamente el inciso 3° del artículo 4° y el artículo 7° del Decreto 2195 de 2001, adicionado y modificado por los Decretos 92 y 2014 de 2003. Distribución de combustibles en Zona de Frontera
Decreto	1846	08-Jun	2005	Por el cual se modifica el Decreto 4406 del 30 de diciembre de 2004. Importación hidrocarburos y radioactivos
Decreto	1970	16-Jun	2005	por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 939 de 2004. Biocombustible
Decreto	3862	31-Oct	2005	Por el cual se reglamenta la Ley 693 de 2001. Alcohol Carburante
Decreto	4299	25-Nov	2005	Por el cual se reglamenta el artículo 61 de la Ley 812 de 2003 y se establecen otras disposiciones. obligaciones y el régimen sancionatorio, aplicables a los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo
Decreto	4569	14-Dic	2005	Por el cual se deroga el Decreto 1767 del 2004, "por el cual se aprueba el Programa de Enajenación de las Acciones de Propiedad de Ecopetrol S. A. (antes Empresa Colombiana de Petróleos) y del Instituto de Fomento Industrial, IFI, en Liquidación en la Sociedad Monómeros Colombo-Venezolanos S. A. Empresa Multinacional Andina Ema
Decreto	4723	26-Dic	2005	Por el cual se adiciona transitoriamente el Decreto 2195 de 2001 y se modifica transitoriamente el Decreto 4299 de 2005. Concesiones de combustibles en las zonas de frontera
Decreto	4743	30-Dic	2005	Por medio del cual se adiciona el Decreto 255 del 11 de febrero de 1992. Importaciones de maquinaria, equipos y repuestos destinados a la explotación, beneficio, transformación y transporte de la actividad minera y a la explotación, transporte por ductos y refinación de
Decreto	409	08-Feb	2006	Por el cual se modifica la estructura de ECOPETROL S A y se dictan otras disposiciones.

RESOLUCIONES 2005 a 2006

Resolución	18 0057	25-Ene	2005	Por la cual se emite el concepto semestral de que trata el Artículo 3º del Decreto 2725 del 26 de agosto de 2004 en relación con la competitividad del precio del Jet A1 para la industria de transporte aéreo de pasajeros y carga
Resolución	1476	25-Feb	2005	Por la cual se reglamentan los Decretos 4236 y 4237 del 16 de diciembre de 2004, determinándose los lugares habilitados y el procedimiento, para la importación de gasolina sin plomo y ACPM, procedentes de la República Bolivariana de Venezuela. (Resolución de la Dirección General de Impuestos y Aduanas Nacionales).
Resolución	18 0219	28-Feb	2005	Por la cual se señala la metodología para establecer volúmenes máximos de combustibles líquidos derivados del petróleo para grandes consumidores en zonas de fronteras
Resolución	18 0547	12-May	2005	Por la cual se fijan las bases para efectos de la determinación del precio del petróleo para la liquidación de las regalías para el año 2005, de acuerdo con lo estipulado en la Ley 141 de 1994 y en la Resolución 8-2104 del 2 de noviembre de 1994
Resolución	18 0581	17-May	2005	Por la cual se adopta la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente que se introduzca desde la República Bolivariana de Venezuela, con el fin de ser distribuida en las Zonas de Frontera del Departamento de Norte de Santander
Resolución	18 0582	17-May	2005	Por la cual se adopta la estructura de precios del ACPM que se introduzca desde la República Bolivariana de Venezuela, con el fin de ser distribuido en las Zonas de Frontera del Departamento de Norte de Santander
Resolución	18 0925	25-Jun	2005	Por la cual se emite el concepto semestral de que trata el Artículo 3º del Decreto 2725 del 26 de agosto de 2004 en relación con la competitividad del precio del Jet A1 para la industria de transporte aéreo de pasajeros y carga
Resolución	18 0822	29-Jun	2005	Por la cual se modifican los artículos 4º y 6º de la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM
Resolución	18 0860	11-Jul	2005	Por la cual se adopta la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente que se introduzca desde la República Bolivariana de Venezuela, con el fin de ser distribuida en las Zonas de Frontera del Departamento de Norte de Santander
Resolución	18 0861	11-Jul	2005	Por la cual se adopta la estructura de precios del ACPM que se introduzca desde la República Bolivariana de Venezuela, con el fin de ser distribuido en las Zonas de Frontera del Departamento de Norte de Santander
Resolución	18 0972	29-Jul	2005	Por la cual se modifica la Resolución 8 2439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM
Resolución	8 1022	08-Ago	2005	Por la cual se expiden normas para el recaudo de regalías por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos
Resolución	18 1024	08-Ago	2005	Por la cual se deroga la Resolución 18 1023 de 2004 y se toman otras medidas en relación con los precios y los volúmenes de los combustibles líquidos derivados del petróleo a distribuir en las Zonas de Frontera, cuyos volúmenes excedan los máximos señalados por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
Resolución	18 1069	18-Ago	2005	Por la cual se modifica la Resolución 18 0687 del 17 de junio de 2003 y se establecen otras disposiciones. Programa de oxigenación de combustibles en el país
Resolución	18 1088	23-Ago	2005	Por la cual se derogan las resoluciones 18 0836 y 18 1710 de 2003 y se adoptan otras disposiciones en relación con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada
Resolución	18 1131	01-Sep	2005	Por la cual se adicionan las Resoluciones 18 1192 y 18 1193 del 12 de noviembre de 2002, modificadas a través de la Resolución 18 0349 del 29 de marzo de 2004, y las Resoluciones 18 1384 y 18 1385 del 25 de octubre de 2004, en relación con las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y del ACPM, importados y producidos en el país, a distribuir en las Zonas de Frontera del Departamento del Amazonas

RESOLUCIONES 2005 a 2006

Resolución	1289	07-Sep	2005	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995, en el sentido de regular los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diesel como componente de la mezcla con el combustible diesel de origen fósil en procesos de combustión
Resolución	18 1384	27-Oct	2005	Por la cual se adicionan los artículos 3º y 6º de la Resolución 18 1088 del 23 de agosto de 2005. precios de venta al público por galón de Gasolina Motor Corriente Oxigenada
Resolución	18 1742	21-Dic	2005	Por la cual se adopta la estructura de precios de la Gasolina Motor importada a distribuir en las Zonas de Frontera del Departamento de La Guajira y se toman otras medidas
Resolución	18 1759	26-Dic	2005	Por la cual se adiciona un párrafo al Artículo 3º de la Resolución 181024 del 8 de agosto de 2005. Venta de combustibles por encima del cupo establecido
Resolución	18 1760	26-Dic	2005	Por la cual se modifica la Resolución 18 1088 del 23 de agosto de 2005. El Valor de IPAC(t)
Resolución	18 1761	26-Dic	2005	Por la cual se modifica la Resolución 18 0687 del 17 de junio de 2003. Programa de Oxigenación de las Gasolinas.
Resolución	18 1780	29-Dic	2005	Por la cual se define la estructura de precios del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diesel
Resolución	2200	29-Dic	2005	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 1565 del 27 de diciembre de 2004. Requisitos de calidad del etanol anhidro combustible utilizado como componente oxigenante de gasolinas
Resolución	18 0036	17-Ene	2006	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 180219 de febrero 28 de 2005. Obligación Gran Consumidor ubicado en cada una de las zonas de fronteras del territorio colombiano
Resolución	18 0129	06-Feb	2006	Por la cual se emite el concepto de que trata el Artículo 3º del Decreto 2725 de 2004 en relación con la competitividad del precio del Jet A1 para la industria de transporte aéreo de pasajeros y carga
Resolución	18 0222	27-Feb	2006	Por la cual se modifica parcialmente el Artículo 2º de la Resolución 18 1088 de 2005, modificado por la Resolución 18 1760 de 2005. valor de IPAC(t)
Resolución	18 0230	27-Feb	2006	Por la cual se modifica parcialmente y se adiciona el artículo 1º de la Resolución 18 0088 de 2003, modificado por la Resolución 18 1701 de 2003. Tarifas en pesos por kilómetro galón por concepto de transporte a través del sistema de poliductos
Resolución	18 0303	16-Mar	2006	Por la cual se modifican algunos rubros de las resoluciones 18 1742 y 18 1743 del 21 de diciembre de 2005. rubros Mt, Cc y Ce
Resolución	18 0428	07-Abr	2006	Por la cual se modifican las resoluciones 8 0728 del 21 de junio de 2001 y 18 1650 del 7 de diciembre de 2004. Volúmenes y precios de los combustibles aplicables para la generación de energía eléctrica en el Departamento del Amazonas
Resolución	18 0492	27-Abr	2006	Por la cual se modifica el Artículo 2º de la Resolución 18 0222 de 2006. Valor de IPAC(t)

ENERGÍA				
LEYES Y DECRETOS 2005 a 2006				
Norma	Número	Día/mes	Año	Tema
Decreto	81	17-Ene	2005	Por el cual se modifica el Decreto 1556 de 1995. Generación eléctrica
Decreto	139	27-Ene	2005	Por el cual se modifican los parágrafos 2° y 3° del artículo 23 del Decreto 3683 del 19 de diciembre de 2003. Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía
Decreto	713	15-Mar	2005	Por el cual se fija la proporción en que debe distribuirse entre los municipios afectados el Impuesto de Industria y Comercio que corresponde pagar a Empresas Públicas de Medellín por las plantas de generación de energía eléctrica "La Vuelta" y "La Herradura".
Decreto	848	29-Mar	2005	Por el cual se autoriza la constitución de una empresa de servicios públicos
Decreto	850	29-Mar	2005	Por medio del cual se modifica el Decreto 3735 de diciembre 19 de 2003, en relación con el programa de normalización de redes eléctricas y los esquemas diferenciales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica
Ley	980	27-Jul	2005	por la cual se modifica el artículo 13 de la Ley 178 de diciembre 30 de 1959. Recursos recaudados y entregados por las Centrales Eléctricas del Cauca, Cedelca S. A. ESP
Decreto	3222	14-Sep	2005	Por el cual se autoriza a la Nación Ministerio de Hacienda y Crédito Público para canjear instrumentos de deuda interna, del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE, por acciones
Decreto	3611	12-Oct	2005	Por medio del cual se modifica y adiciona el Decreto 160 de enero 22 de 2004, en relación con el Fondo Especial de Energía Social
Decreto	4242	24-Nov	2005	Por el cual se autoriza a la Nación-Ministerio de Hacienda y Crédito Público, para canjear instrumentos de deuda interna, de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S. A. ESP, Corelca S. A. ESP por acciones
Decreto	4762	30-Dic	2005	Por el cual se modifica el numeral 1 del artículo 17 del Decreto 257 de 2004 modificado por el Decreto 4273 de 2004. Enajenar los activos que el IPSE posee en el Sistema Interconectado Nacional, SIN
RESOLUCIONES				
Resolución	18 0189	25-Feb	2005	Por la cual se sitúan recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 0208	25-Feb	2005	Por la cual se modifican y adicionan las Resoluciones 18 1304 y 18 1478 de 2004. aspectos básicos que debe contemplar el Reglamento de Protección Radiológica
Resolución	18 0314	17-Mar	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 0324	18-Mar	2005	Por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Inversión del Ministerio de Minas y Energía

ENERGÍA

RESOLUCIONES

Norma	Número	Día/mes	Año	Tema
Resolución	18 0372	31-Mar	2005	Por la cual se prorroga la entrada en vigencia de la Resolución 18 0398 del 7 de abril de 2004. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE
Resolución	18 0435	14-Abr	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las empresas de Energía
Resolución	18 0498	29-Abr	2005	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 180398 de 2004. RETIE
Resolución	18 0613	24-May	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 0793	23-Jun	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 0932	25-Jul	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 1070	18-Ago	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 1197	16-Sep	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 1361	25-Oct	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 1419	01-Nov	2005	Por la cual se aclara algunos aspectos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.
Resolución	18 1456	09-Nov	2005	Por la cual se efectúa un traslado en el Presupuesto de Gastos de Inversión del Ministerio de Minas y Energía
Resolución	18 1526	23-Nov	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 1682	09-Dic	2005	Por la cual se adopta el Reglamento para el Transporte Seguro de Materiales Radiactivos
Resolución	18 1734	20-Dic	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 1757	26-Dic	2005	Por la cual se crea un Grupo de Trabajo en la Dirección de Energía
Resolución	18 1778	29-Dic	2005	Por la cual se fijan las tarifas a cobrar por servicios de licenciamiento, vigilancia y control de usuarios de materiales radiactivos en el INGEOMINAS.
Resolución	18 1782	29-Dic	2005	Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2005-2019
Resolución	18 0050	23-Ene	2006	Por la cual se adopta la liquidación unilateral del Convenio Eléctrico SIN/93, suscrito con el Distrito Turístico y Cultural de Cartagena y la Electrificadora de Bolívar.
Resolución	18 0106	31-Ene	2006	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 0159	13-Feb	2006	Por la cual se ordena un pago a favor del Organismo Internacional de Energía Atómica OIEA
Resolución	18 0216	23-Feb	2006	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social
Resolución	18 0256	03-Mar	2006	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 18 1782 del 29 de diciembre de 2005, mediante la cual se adoptó el plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2005 - 2019
Resolución	18 0359	29-Mar	2006	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social

GAS				
LEYES Y DECRETOS 2005 a 2006				
Norma	Número	Día/mes	Año	Tema
Decreto	1404	05-May	2005	Por el cual se aprueba el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás, relacionados con el transporte de gas natural, su operación y explotación, mediante la constitución por suscripción sucesiva de acciones de la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S.A. E.S.P.
Decreto	1484	12-May	2005	Por el cual se fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda
Decreto	4724	26-Dic	2005	Por medio del cual se adiciona y modifica el Decreto 1484 del 11 de Mayo de 2005. Racionamiento Programado de gas natural
Decreto	410	08-Feb	2006	Por el cual se proroga la vigencia del Programa de Enajenación aprobado por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 1404 de 2005, de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás.
Decreto	1008	03-Abr	2006	Por el cual se adiciona el Decreto 802 de 2004. Gas Natural Comprimido para uso Vehicular, GNCV
Decreto	1404	05-May	2006	Por el cual se modifica parcialmente el Programa de Enajenación aprobado por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 1404 de 2005, de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás.
RESOLUCIONES				
Resolución	18 0436	11-Abr	2005	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las empresas de Gas
Resolución	18 1386	27-Oct	2005	Por la cual se modifica la Resolución 8 0582 de abril 8 de 1996. Estaciones de Servicio Dedicadas, Privadas y Mixtas de GNCV
Resolución	18 1556	28-Nov	2005	Por la cual se hace una delegación a la UPME. Viabilización de los proyectos del subsector de Gas susceptibles a ser financiados con recursos del Fondo Nacional de Regalías.
Resolución	18 1758	26-Dic	2005	Por la cual se proroga la vigencia de la Resolución 18 1788 de diciembre 29 de 2004, "por la cual se expide el Reglamento Técnico para Cilindros y Tanques Estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento".
Resolución	18 0068	25-Ene	2006	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las empresas de Gas
Resolución	18 0069	25-Ene	2006	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las empresas de Gas
Resolución	18 0196	26-Feb	2006	Por la cual se expide el Reglamento Técnico para Cilindros y Tanques Estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento
Resolución	18 0366	29-Mar	2006	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las empresas de Gas
Resolución	18 0390	31-Mar	2006	Por la cual se corrige un error de edición en el Reglamento Técnico para Cilindros y Tanques Estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento.

MINAS				
LEYES Y DECRETOS 2005 a 2006				
Norma	Número	Día/mes	Año	Tema
Decreto	589	04-Mar	2005	Por el cual se prorroga el plazo para la liquidación de Carbones de Colombia S.A
Decreto	2245	01-Jul	2005	Por el cual se reglamenta la distribución de los recursos de reasignación de regalías y compensaciones (escalonamiento) provenientes de la explotación de carbón, de acuerdo con los artículos 54 de la Ley 141 de 1994, modificado por el artículo 40 de la Ley 756 de 2002, y 55 de la Ley 141 de 1994
Decreto	116	17-Ene	2006	Por el cual se prorroga el plazo para la liquidación de la Empresa Nacional Minera Ltda en liquidación - MINERCOL LTDA EN LIQUIDACIÓN
Decreto	535	21-Feb	2006	Por el cual se delimita una zona de reserva especial, de conformidad con lo estipulado en el artículo 31 de la Ley 685 de 2001. Quinchía, Risaralda.
Decreto	1160	19-Abr	2006	Por el cual se adoptan medidas para garantizar el derecho de prelación en caso de empate en la presentación de propuestas de contratos de concesión minera.
Decreto	1393	05-May	2006	Por el cual se delimita una zona de reserva especial, de conformidad con lo estipulado en el artículo 31 de la Ley 685 de 2001. El Carmen - Catatumbo, Norte de Santander.
RESOLUCIONES				
Resolución	18 0429	12-Abr	2005	Por la cual se modifica la Resolución 18 1145 del 14 de septiembre de 2001. Donde se mencione a la Empresa Nacional Minera Ltda., Minercol Ltda., se reemplace por el Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ingeominas
Resolución	18 0226	03-Mar	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0248	08-Mar	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0385	10-Abr	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0391	12-May	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0567	13-May	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0654	01-Jun	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0827	25-Jul	2005	Por la cual se modifica la Resolución 18 1192 del 24 de septiembre de 2001 y se adoptan otras medidas. Delegación en el Gobernador del Departamento de Boyacá
Resolución	18 0859	11-Jul	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0926	25-Jul	2005	Por la cual se modifica la Resolución 18 1191 del 24 de septiembre de 2001 y se adoptan otras medidas. Delegación en el Gobernador del Departamento del Cesar
Resolución	18 0928	25-Jul	2005	Por la cual se modifica la Resolución 18 1193 del 24 de septiembre de 2001 y se adoptan otras medidas. Delegación en el Gobernador del Departamento de Caldas
Resolución	18 1072	18-Ago	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 1142	05-Sep	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 1156	09-Sep	2005	Por la cual se delega a la Unidad de Planeación Minero – energética UPME, la viabilización de los proyectos del subsector de minas susceptibles de ser financiados con recursos del Fondo nacional de Regalías
Resolución	18 1290	11-Oct	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 1658	05-Dic	2005	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 1783	30-Dic	2005	Por la cual se adopta la metodología para realizar la valoración de las reservas de minerales en Colombia
Resolución	18 0268	07-Mar	2006	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0391	31-Mar	2006	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores
Resolución	18 0423	06-Abr	2006	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto del oro y platino a los municipios productores

Anexo Estadístico

Balance Energético

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2005

UNIDAD ORIGINAL	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA									
	HE GWH	GN MPC	PT KBL	CM KTON	LE KTON	BZ KTON	RC TICAL	EE GWH	GR KBL	GL KBL	GM KBL	AC KBL	KJ KBL	DO KBL	FO KBL	NE KBL	CQ KTON	CL KTON	GI TICAL	
Centrales Hidroeléctricas	*	*	*	*	*	*	*	39.576	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Centrales Térmicas	*	*	*	*	*	*	*	9.519	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Central Eólica	*	*	*	*	*	*	*	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Autoproducciones	*	*	*	*	*	*	*	1.520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Centros Tratamiento de Gas	*	*	*	*	*	*	*	0	592	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Refinerías	*	*	*	*	*	*	*	0	4.760	7.300	36.126	15.593	26.451	20.240	12.024	470	0	0	523	
Cocinas	*	*	*	*	*	*	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	613	
Altos Hornos	*	*	*	*	*	*	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Carboneras	*	*	*	*	*	*	*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	462	
1.1. Producción	48.952	312.654	192.031	59.064	5.695	9.711	3.098	50.665	4.760	7.892	36.126	172	7.611	26.451	20.240	12.024	470	462	1.136	
1.2. Importaciones	0	0	0	3	0	0	0	16	0	20	873	0	37	2.284	973	0	0	0	0	
1.3. Exportaciones	0	0	0	53.607	0	0	0	1.758	0	115	6.061	0	1.952	21.597	0	25	0	0	0	
1.4. Variación de Inventarios	1.568	0	0	1.287	0	0	0	0	0	160	-686	0	94	-1.300	-1.600	0	0	0	0	
1.5. No Aprovechado	0	15.654	657	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1.6. Perdidas	0	0	5	68	0	0	0	9.819	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	57	
1. OFERTA INTERNA	47.384	297.000	77.698	4.104	5.695	4.966	3.098	39.104	4.760	7.637	31.624	172	5.602	30.035	1.216	436	462	1.079		
2. AJUSTE	0	-1	142	153	0	0	0	805	0	0	25	-2	2	-1.738	0	72	-34	-4		
2. DEMANDA INTERNA	47.384	297.001	77.556	3.951	5.695	4.966	3.098	39.909	4.760	7.637	31.599	174	5.600	31.763	1.216	364	496	1.083		
2.1. Consumo Propio	0	47.709	479	1.392	1.094	653	186	982	4.760	56	41	0	15	0	346	0	19	377		
2.2. Transf/Reciclo/Perd./Transf	47.384	114.972	76.454	0	0	0	0	0	0	132	561	0	0	0	129	0	0	0		
Centrales Hidroeléctricas	47.114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Centrales Térmicas	0	71.905	0	868	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	129	0	0	0		
Autoproducciones	270	2.738	91	102	0	653	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	394		
Centros Tratamiento de Gas	0	6.384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Refinerías	0	33.945	76.363	189	0	0	0	0	0	132	561	0	0	0	0	0	0	0		
Cocinas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Altos Hornos	0	0	0	233	1.094	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Carboneras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3. Consumo Final	0	134.320	672	2.552	4.601	4.313	2.912	38.927	0	7.449	30.997	172	5.385	31.763	781	52	477	312		
Residencial	0	35.989	96	98	1.718	0	0	16.254	0	6.238	349	0	388	0	0	0	64	0		
Comercial y Público	0	6.351	429	2.460	1.331	4.313	1.850	9.179	0	599	0	0	543	0	9	0	413	0		
Industrial	0	80.665	184	1	0	0	0	12.508	0	612	0	172	2.970	22.231	593	56	0	312		
Transporte	0	11.315	0	0	1.552	0	905	43	0	0	30.305	0	4.640	137	201	0	0	0		
Agropecuaria y Minería	0	0	0	0	0	0	0	879	0	0	42	0	6	3.030	2	0	0	0		
Construcciones	0	0	0	0	0	0	0	64	0	0	301	0	0	2.989	0	0	0	0		
No Identificado	0	0	0	0	0	0	157	0	0	0	0	0	0	0	9.319	0	0	0		
2.3.1. Consumo Util	0	88.290	287	1.663	906	2.825	1.661	24.258	0	4.793	4.626	25	1.295	7.405	470	17	7	123		
Residencial	0	25.192	0	12	116	0	0	10.506	0	4.027	174	0	136	0	0	0	0	0		
Comercial y Público	0	0	0	0	0	0	0	3.855	0	360	0	0	302	0	6	0	0	0		
Industrial	0	57.273	287	1.651	401	2.825	1.395	9.431	0	406	0	25	825	1.824	435	17	0	123		
Transporte	0	1.697	0	0	0	0	0	0	0	0	4.402	0	325	4.038	27	0	0	0		
Agropecuaria y Minería	0	0	0	0	0	0	0	415	0	0	6	0	0	689	0	0	0	0		
Construcciones	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	0	0	0	553	0	0	0	0		
No Identificado	0	0	0	0	0	0	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2.3.2. Perdidas Consumo	0	46.030	336	896	3.695	1.488	1.251	14.669	0	2.656	26.371	147	4.289	24.358	271	20	35	470		

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2005

UNIDAD ORIGINAL	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA										GI TAL
	HE GWH	GN MPC	PT KBL	CM KTON	LE KTON	BZ KTON	RC TAL	EE GWH	GR KBL	GL MBL	GM KBL	AC KBL	KJ KBL	DO MBL	FO KBL	NE KBL	CQ KTON	CL KTON			
CONSUMO DESAGREGADO																					
1. CONSUMO INDUSTRIAL	0	80.655	429	2.460	1.331	4.313	1.850	12.508	0	612	0	0	551	2.970	592	73	52	0	312		
Alimentos Bebidas y Tabaco	0	1.096	110	184	1.177	4.149	1	2.333	0	175	0	0	32	860	56	15	0	0	0		
Textil y Confecciones	0	292	42	299	0	0	0	1.754	0	41	0	0	39	191	23	2	0	0	0		
Calzado y Cueros	0	1.355	6	4	0	0	0	157	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Maderas y Muebles	0	3.869	55	1	0	0	0	182	0	0	0	0	10	11	0	0	0	0	0		
Papel e Imprenta	0	34.012	40	416	0	164	1.666	1.056	0	34	0	0	10	42	73	1	0	0	0		
Químicos	0	30.075	17	139	0	0	0	1.986	0	59	0	0	77	316	15	17	2	0	0		
Cemento	0	812	133	833	0	0	0	1.179	0	0	0	3	299	4	8	0	0	0	0		
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	2.243	67	136	0	0	0	528	0	172	0	0	315	99	0	2	0	0	0		
Hierro Acero y No Ferrosos	0	348	27	446	0	0	0	2.301	0	111	0	0	63	168	0	4	0	0	0		
Maquinaria y Equipos	0	2.035	27	0	0	0	0	559	0	17	0	0	1	114	419	4	48	0	312		
Otros	0	11.315	194	1	0	0	0	472	0	0	0	0	0	863	0	19	0	0	0		
2. CONSUMO TRANSPORTE																					
Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	43	0	0	0	0	0	22.231	137	201	0	0	0		
Pasajeros Privado Urbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	241	0	0	0	0	0		
Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	526	0	37	0	0	0		
Pasajeros Público Urbano	0	11.315	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.493	0	20	0	0	0		
Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.425	42	45	0	0	0		
Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.004	0	25	0	0	0		
Total Carretero	0	11.315	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.937	0	48	0	0	0		
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18.628	0	193	0	0	0		
Fluvial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0		
Marítimo	0	0	194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.065	0	4	0	0	0		
Ferrovial	0	0	0	1	0	0	0	43	0	0	0	0	0	2.352	123	1	0	0	0		
3. CONSUMO AGRÍCOLA Y MINERO																					
Factores	0	0	0	0	0	0	0	878	0	0	0	0	6	3.030	2	0	0	0	0		
Secado de Granos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.359	0	0	0	0	0		
Reconocimiento Agrícola	0	0	0	0	1.552	0	905	0	16	0	0	0	0	821	0	0	0	0	0		
Enseñanza	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	218	2	0	0	0	0		
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	633	0	0	0	0	0		
Total Agrícola	0	0	0	0	0	0	0	223	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Iluminación	0	0	0	0	1.552	0	905	256	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0		
Fuerza Motriz	0	0	0	0	0	0	0	127	0	0	0	0	0	3.030	2	0	0	0	0		
Otros Usos	0	0	0	0	0	0	0	368	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Minero	0	0	0	0	0	0	0	128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4. CONSUMO RESIDENCIAL																					
Cocción	0	35.989	0	98	1.718	0	0	16.254	0	6.238	349	0	388	0	0	0	0	64	0		
Iluminación	0	0	0	0	0	0	0	4.982	0	5.570	281	0	233	0	0	0	0	5	0		
Agua Caliente	0	0	0	0	0	0	0	2.624	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Nevera	0	360	0	0	0	0	0	2.551	0	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Aire Acondicionado	0	0	0	0	0	0	0	3.168	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Otros	0	0	0	0	0	0	0	422	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total Urbano	0	35.989	0	33	1.64	0	0	688	0	5.611	281	0	233	0	0	0	0	0	0		
Total Rural	0	0	0	65	1.554	0	0	14.435	0	627	68	0	155	0	0	0	0	59	0		

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2005

TERACALHOS	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA										TOTAL EFECTIVA			
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	JIC	TOTAL PRIMARIA	EE	GR	GL	GR	GL	GM	AC	KJ	DO	FO	NE	CQ		CL	GI	TOTAL SECUNDARIA
Centrales Hidroeléctricas																								
Centrales Térmicas																								
Energía Eólica																								
Autoproducciones																								
Consumo de almacenamiento de Gas																								
Cogeneración																								
Altos Hornos																								
1.1. Producción	42,099	73,161		383,915	20,502	17,674	3,098	605,272																
1.2. Importaciones				3,670				3,670																
1.3. Exportaciones				160,278				160,278																
1.4. No reportadas				8,366				8,366																
1.5. No reportado				907				907																
1.6. Perdidas				442				442																
1.7. Perdidas				107,277				107,277																
1.8. Perdidas				26,246				26,246																
1.9. Perdidas				166				166																
2. A. Producción	40,250	69,548		107,027	25,684	20,502	3,098	275,358	34,321	8,949	7,255	34,321	8,949	7,255	38,531	206	7,451	1,800	16,593	1,727	3,224	1,083	165,010	
2. B. Consumo	40,250	26,503		105,507	9,035	3,932	1,188	182,823	8,949	8,949	53	8,949	8,949	50	2	20	0	191	77	1,100	374	1,892	23,517	
2.1. Consumo propio				661				661																
2.2. Transferido				9,035				9,035																
2.3. Consumo final				16,645				16,645																
Centrales Hidroeléctricas				5,642				5,642																
Centrales Térmicas				126				126																
Autoproducciones				663				663																
Centros de tratamiento de gas				1,494				1,494																
Refinerías				105,300				105,300																
Altos Hornos				1,229				1,229																
Carboateras				1,515				1,515																
2.3.1. Consumo Industrial				16,637				16,637																
2.3.2. Consumo Comercial y Público				657				657																
2.3.3. Consumo No Identificado				15,990				15,990																
Industrial				592				592																
Comercial y Público				2,166				2,166																
Transporte				479				479																
Agropecuaria y Mismo				5,887				5,887																
Consumo No Identificado				0				0																
2.3.1. Consumo Industrial				10,810				10,810																
Industrial				79				79																
Comercial y Público				415				415																
Transporte				1,440				1,440																
Agropecuaria y Mismo				10,730				10,730																
Consumo No Identificado				396				396																
2.3.2. Consumo Comercial y Público				5,116				5,116																
Comercial y Público				396				396																
Transporte				1,397				1,397																
Agropecuaria y Mismo				0				0																
Consumo No Identificado				0				0																
2.3.3. Perdidas Consumo				5,887				5,887																
Industrial				40				40																
Comercial y Público				10,771				10,771																
Transporte				0				0																
Agropecuaria y Mismo				0				0																
Consumo No Identificado				0				0																
TOTAL PRIMARIA																								
TOTAL SECUNDARIA																								
TOTAL EFECTIVA																								

BALANCE ENERGÉTICO CONSOLIDADO 2005

TERACALORIAS	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA										TOTAL EFECTIVA						
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL PRIMARIA			EE	GR	GL	EE	GR	GL	GM	AC	KJ	DO		FO	NE	CO	CL	GI	TOTAL SECUNDARIA
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0
CONSUMO DESAGREGADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1. CONSUMO INDUSTRIAL	0	18.876	592	15.990	4.239	7.551	1.850	49.946	10.257	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industria y Edilicio	0	1.193	152	1.199	0	0	0	2.147	1.508	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bebidas y Cervecerías	0	164	58	1.944	0	0	0	101	135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiales y Metales	0	317	75	5	0	0	0	1	135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Química y Papel	0	501	0	2.702	0	299	0	5.568	808	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Química y Papel	0	7.038	38	905	0	0	1.666	9.091	1.708	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cemento	0	190	32	5.886	419	0	0	12.478	1.014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Piedras Vidrio y Cerámicas	0	525	37	2.901	37	0	0	3.499	1.979	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Metalurgia y Metales	0	481	51	2	37	0	0	171	481	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	481	51	2	37	0	0	171	481	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. CONSUMO TRANSPORTE	0	2.648	768	9	0	0	0	2.742	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasajeros Privado Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasajeros Público Interurbano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasajeros Público Urbano	0	2.648	0	0	0	0	0	2.648	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carga Urbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carga Interurbana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aéreo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Naval	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terrestre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ferroviario	0	0	268	0	0	0	0	268	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. CONSUMO AGRÍCOLA Y MINERO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tractores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cosechas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Procesamiento Agrícola	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Riego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fertilización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Agrícola	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minería	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuente Metriz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. CONSUMO RESIDENCIAL	0	8.421	0	0	0	0	0	8.421	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cocina	0	8.337	0	0	0	0	0	8.337	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aqueamiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aire Acondicionado	0	84	0	0	0	0	0	84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Urbano	0	8.421	0	0	0	0	0	8.421	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Rural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	27.945	1.360	27.945	4.239	7.551	1.850	62.642	10.257	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECUNDARIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL EFECTIVA	0	27.945	1.360	27.945	4.239	7.551	1.850	62.642	10.257	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Hidrocarburos

INVERSIONES DE ECOPETROL POR AREAS 1998 - 2005
MILLONES DE PESOS CORRIENTES

AÑOS	CUSIANA CUPIAGUA	OPERACION ASOCIADA	EXPLORACION Y PRODUCCION	REFINACION	TRANSPORTE	INVESTIGA- CION ICP	GAS NATURAL	OTROS	TOTAL
1998	272.350	118.241	151.603	153.021	158.504	7.134	24.410	27.446	912.709
1999	556.395	120.044	192.236	164.401	147.631	3.200	0	19.051	1.202.959
2000	342.607	339.199	156.823	183.140	95.256	5.090	0	227.018	1.349.132
2001	383.000	249.100	261.500	273.400	100.500	8.900	0	22.600	1.299.000
2002	250.145	271.217	478.416	292.253	72.190	6.227	0	27.365	1.397.813
2003	182.471	327.124	441.259	427.939	102.735	7.231	0	318.227	1.806.986
2004	206.966	364.722	700.820	308.850	74.745	8.915	33	1.170.424	2.835.476
2005	0	682.850	939.483	320.161	83.906	11.575	0	969.144	3.007.119

Fuente: Departamento de Presupuesto - Dirección General de Planeación y Riesgos - ECOPETROL

NOTAS:

Otros 1998: Incluye Vicepresidencia Comercialización y Gas, Corporativo, Cánones de Leasing .

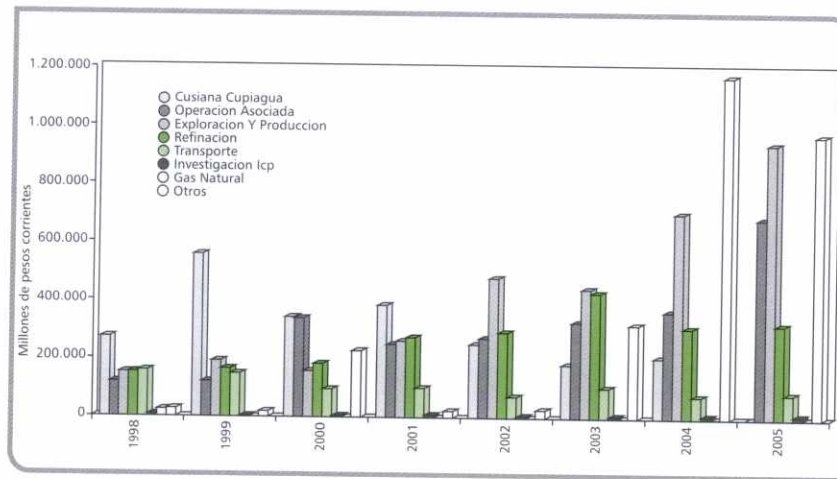
Otros 2000: Incluye Comercialización y Gas, Corporativo y Cánones de Leasing.

Otros 2001: Incluye Proyectos de Seguridad, Sistema Integrado, Capitalización Fondo Autoseguros.

Otros 2003: Incluye Corporativo, Fondo Autoseguros y Pensiones.

Para el 2004: Cusiana - Cupiagua, incluye Planta de Gas Cusiana. Otros: Incluye Centro Corporativo, Fondo Autoseguros y Fondo Pensiones.

Para el 2005: Operación Asociada incluye Cusiana-Cupiagua Otros: Incluye Centro Corporativo, Fondo Autoseguros y Fondo Pensiones.



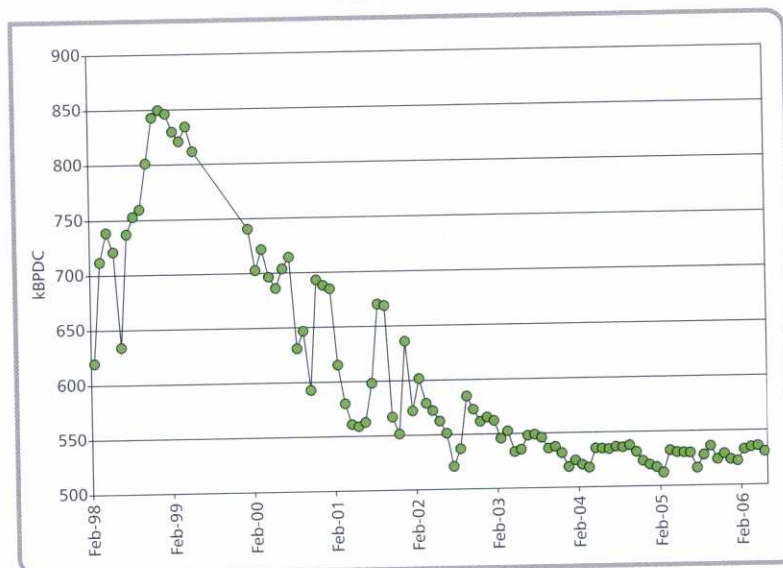
RESERVAS PROBADAS REMANTES DE PETRÓLEO
1998-2005
MILLONES DE BARRILES

CONTRATO	ASOCIACIÓN	CONCESIÓN	ECOPETROL	TOTAL
1998	1.909,1	30,8	537,9	2.477,8
1999	1.713,8	29,7	545,7	2.289,2
2000	1.223,3	23,0	725,6	1.971,9
2001	1095,1	20,0	727,1	1.842,2
2002	955,4	12,5	663,8	1.631,7
2003	914,7	9,7	618,0	1.542,4
2004	828,6	15,9	633,1	1.477,6
2005	777,3	10,1	665,8	1.453,2

PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO 1998-2006
MILES DE BARRILES DÍA CALENDARIO

MES	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	713,72	846,07	740,47	682,25	572,26	562,25	524,63	517,19	521,94
Febrero	619,63	829,63	702,65	615,04	601,75	545,82	520,45	512,28	532,50
Marzo	712,01	820,81	721,52	580,53	579,26	552,58	517,93	532,31	534,72
Abril	738,68	833,98	696,48	561,18	572,27	533,17	535,33	530,55	535,63
Mayo	720,93	811,52	686,11	559,18	562,61	535,32	534,87	530,22	530,22
Junio	633,91	842,70	703,90	562,70	551,37	548,22	534,35	530,12	
Julio	737,12	827,99	714,29	598,42	520,71	548,88	536,54	516,00	
Agosto	752,70	818,04	630,65	670,29	536,83	546,11	535,91	527,79	
Septiembre	759,48	803,92	646,52	667,71	585,22	535,85	526,05	535,83	
Octubre	801,06	796,04	593,02	567,44	573,07	537,42	531,51	527,30	
Noviembre	842,66	795,73	693,19	551,28	561,74	531,54	523,20	528,71	
Diciembre	849,44	765,12	688,01	635,37	565,69	518,72	519,70	523,44	
Promedio	741,06	815,82	684,63	604,40	564,90	541,33	528,40	525,98	531,00

PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO
1998 - 2006



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol
Elaboró : UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN DE ALCOHOL CARBURANTE (SIN DESNATURALIZAR)
AÑO 2005

MES	LITROS	GALONES	BARRILES
Octubre	2.793.958	738.111	17.574
Noviembre	12.337.525	3.259.343	77.603
Diciembre	11.298.145	2.984.758	71.066
Total	26.429.628	6.982.212	166.243

Fuente: Asocaña

PRODUCCIÓN DE ALCOHOL CARBURANTE (SIN DESNATURALIZAR)
LITROS

DEPARTAMENTO	OCT-05	NOV-05	DIC-05
Valle	1.437.985	5.733.217	5.253.679
Cauca	1.355.973	6.521.917	7.083.846
Risaralda	0	0	0
Total	2.793.958	12.255.134	12.337.525

CARGA DE CRUDO A REFINERÍAS
1998- 2006
BARRILES POR DÍA CALENDARIO

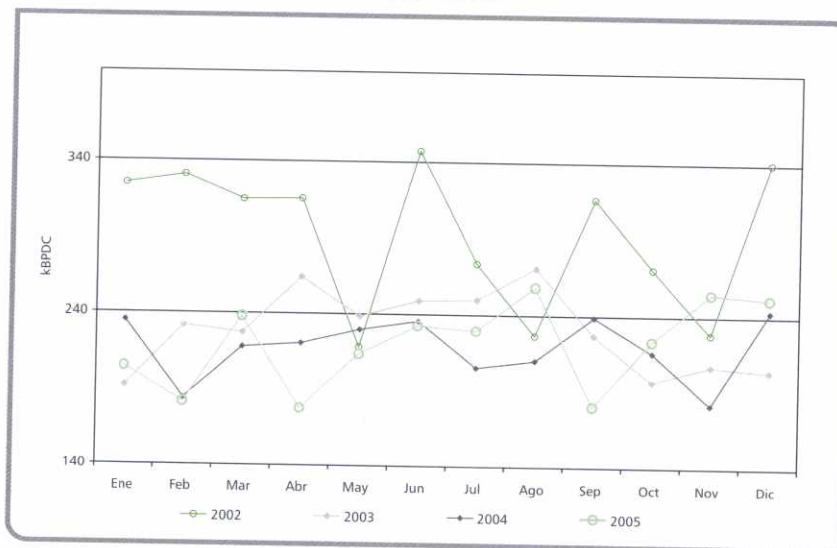
REFINERÍAS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PROMEDIO ANUAL
1998	279.150	287.124	297.438	293.200	268.387	283.111	268.961	296.642	290.052	282.148	255.991	263.873	280.451
1999	273.356	274.587	277.142	286.494	291.931	285.739	267.995	292.914	277.572	295.335	287.246	297.820	284.086
2000	289.067	285.418	299.982	294.250	251.148	279.540	296.768	300.582	311.027	308.778	293.704	280.054	290.863
2001	304.471	309.826	281.271	298.333	308.122	304.459	295.847	306.033	314.518	301.949	316.182	294.681	302.850
2002	275.694	288.200	264.196	312.909	310.493	253.019	277.979	288.784	309.709	301.463	301.120	288.052	289.257
2003	264.120	226.404	306.796	307.015	304.082	283.171	297.257	294.273	292.930	311.246	318.396	307.034	293.188
2004	311.531	302.823	284.333	303.510	306.887	306.795	315.774	294.553	310.411	318.606	318.839	317.149	307.602
2005	284.181	310.825	320.952	320.695	308.196	244.701	310.253	320.743	318.447	311.636	265.816	273.517	299.203
2006	315.527	316.501	314.700										315.545
Apiay	1.677	1.937	2.145										1.919
C.I.B.	232.690	232.370	232.100										232.387
Cartagena	80.603	80.600	79.355										80.172
Orito	557												1.067

Fuente: Ecopetrol.
C.I.B.: Complejo Industrial de Barrancabermeja.
Elaboró : UPME - Subdirección de Información Minero Energética

VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO
1998-2005
MILES DE BARRILES POR DÍA CALENDARIO

MES	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	393,43	518,07	451,10	396,21	324,73	192,32	234,98	204,83
Febrero	421,87	583,23	425,05	317,71	330,74	231,92	184,40	181,87
Marzo	429,19	527,80	368,51	229,52	314,42	227,42	218,01	238,01
Abril	443,06	488,28	385,21	288,73	315,11	263,76	220,62	178,17
Mayo	458,10	542,76	461,07	257,60	218,50	238,50	229,82	213,96
Junio	374,05	513,44	403,74	238,59	347,40	248,81	235,68	232,78
Julio	429,98	572,98	404,55	231,21	273,35	249,85	205,55	229,69
Agosto	457,47	517,74	345,94	373,15	226,87	270,49	210,32	258,39
Septiembre	443,68	505,10	301,90	329,88	315,85	227,03	239,08	180,74
Octubre	500,03	466,87	282,23	250,83	270,55	197,17	215,98	223,59
Noviembre	501,03	468,81	376,60	244,56	228,38	207,53	182,25	254,76
Diciembre	617,16	484,04	401,06	252,54	340,47	204,24	243,21	251,65
Total	456,20	515,45	383,87	284,12	291,78	229,83	218,50	221,12

VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO
2002- 2005



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas Mensuales
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE DERIVADOS *
1998- 2006
MILES DE BARRILES POR DÍA CALENDARIO

MES	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	32,26	70,34	81,97	78,54	76,99	97,87	94,26	72,33	76,63
Febrero	66,86	87,19	74,25	59,13	90,52	52,39	85,18	104,36	83,72
Marzo	65,90	84,05	87,76	71,94	56,33	96,31	116,03	96,33	107,39
Abril	52,33	86,39	86,38	85,44	84,37	78,76	72,11	88,79	
Mayo	60,29	72,63	43,94	97,98	92,76	90,68	93,77	104,01	
Junio	57,10	89,69	55,77	90,28	80,72	107,03	108,10	72,43	
Julio	66,00	92,48	95,09	78,55	84,57	89,32	108,19	78,76	
Agosto	68,10	81,15	90,91	85,35	71,11	82,17	108,87	108,91	
Septiembre	77,33	74,85	80,63	120,47	73,55	92,32	112,15	98,37	
Octubre	70,03	94,29	80,84	93,92	99,69	91,41	93,00	98,72	
Noviembre	59,87	84,54	78,41	84,68	81,13	99,43	111,99	96,03	
Diciembre	85,52	111,62	92,12	98,83	86,37	81,52	113,05	78,30	
Total	63,46	85,78	79,07	87,16	81,48	88,40	101,5	91,44	89,25

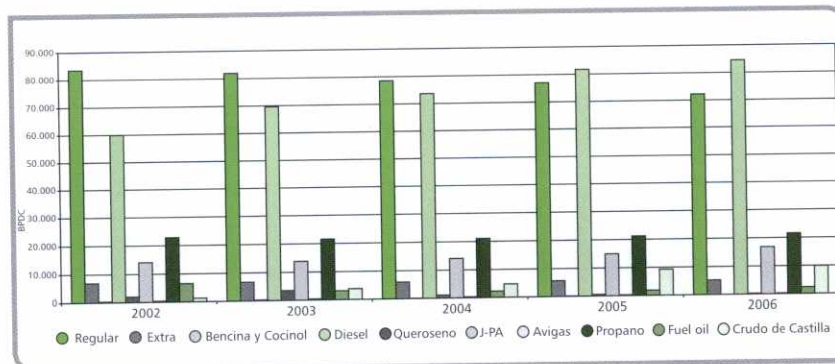
Fuente: Ecopetrol Estadísticas
*: No incluye petróleo
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

CONSUMO MENSUAL DE COMBUSTIBLES
1994-2006
BARRILES POR DÍA CALENDARIO

MES	BLANCOS										NEGROS			TOTAL			
	GASOLINAS					DESTILADOS MEDIOS					AVIGAS	PROPANO	SUB-TOTAL		FUEL OIL	CRUDO DE CASTILLA Y RUBIALES***	SUBTOTAL
	GASOLINA MOTOR			BENCINA & COCINOL	SUB-TOTAL	DIESEL (ACPM)	QUEROSENO	JP-A	SUB-TOTAL								
	REGULAR	EXTRA*	SUBTOTAL														
1994	125.300		125.300	1.300	126.600	50.400	3.600	13.800	67.800	500	17.300	212.200	1.400	15.500	16.900	229.100	
1995	128.576		128.576	1.114	129.690	51.756	3.764	14.608	70.128	444	18.500	218.762	3.948	15.602	19.550	238.312	
1996	117.355	11.536	128.891	870	129.761	58.151	3.275	14.662	76.088	387	20.313	226.549	2.126	16.612	18.738	245.287	
1997	120.117	10.913	131.031	611	131.641	60.308	2.990	15.212	78.510	384	21.812	232.347	2.639	16.800	19.439	251.786	
1998	117.012	12.524	129.535	418	129.953	60.026	2.510	15.247	77.783	397	22.984	231.118	3.238	15.524	18.761	249.879	
1999	105.488	9.678	115.166	382	115.548	53.581	2.631	14.872	71.085	401	23.322	210.356	1.971	11.263	13.234	223.590	
2000	97.278	5.447	102.725	583	103.308	60.494	2.257	13.606	76.358	376	24.198	204.240	6.363	5.044	11.408	215.648	
2001	87.192	5.057	92.248	288	92.536	59.915	2.057	14.433	76.405	349	24.474	193.764	6.988	1.648	8.636	202.401	
2002	83.619	6.840	90.459	268	90.727	59.943	1.878	14.068	75.889	339	22.872	189.827	6.453	1.262	7.715	197.542	
2003	81.984	6.628	88.612	222	88.834	69.661	3.454	13.776	86.891	325	21.595	197.645	3.152	3.817	6.969	204.614	
2004	78.449	5.922	84.371	124	84.495	73.606	1.039	14.022	88.667	319	21.093	194.574	2.253	4.752	7.005	201.579	
2005	76.946	5.672	82.618	133	82.751	81.823	568	14.908	97.299	278	21.219	201.547	1.816	9.297	11.113	212.660	
2006	72.148	5.198	77.346	81	77.427	84.382	244	16.759	101.385	247	21.556	200.615	2.330	9.949	12.280	212.895	

Nota: datos del 2006 hasta Marzo

CONSUMO MENSUAL DE COMBUSTIBLES
2002 - 2006



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas Mensuales de la Industria Petrolera y Ministerio de Minas y Energía
**: Fuel Oil o Combustóleo
***: Incluye Crudo de Rubiales a partir de 2001 hasta 2006(marzo) mezclas de los campos Jazmin y Cocorna y IFO
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS
1998- 2006
MILES DE BARRILES POR DÍA CALENDARIO

MES	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	22,5	13,8	0,3	12,6	0,2	6,72	12,6	0,4	12,0
Febrero	35,7	8,2	16,8	9,4	3,1	9,18	3,3	8,6	18,2
Marzo	35,9	15,3	43,1	17,1	19,3	31,38	8,0	26,3	16,5
Abril	24,7	8,9	0,4	0,5	24,5	8,85	26,9	21,5	
Mayo	24,4	8,9	8,1	24,7	3,2	0,31	0,7	21,5	
Junio	25,0	36,1	0,2	0,3	7,1	0,22	15,5	16,9	
Julio	31,4	15,9	12,3	0,4	8,0	12,74	0,3	28,6	
Agosto	24,0	26,5	11,2	0,4	14,3	12,96	0,1	0,9	
Septiembre	42,3	26,8	11,7	13,4	4,3	0,27	0,6	16,7	
Octubre	31,6	20,1	0,5	0,5	3,9	0,57	0,3	8,1	
Noviembre	25,7	19,6	5,4	15,7	13,7	12,66	16,4	11,1	
Diciembre	40,3	18,0	0,6	21,9	10,5	8,31	0,7	16,4	
Total	30,25	18,20	9,24	9,77	9,35	8,71	7,06	14,75	15,58

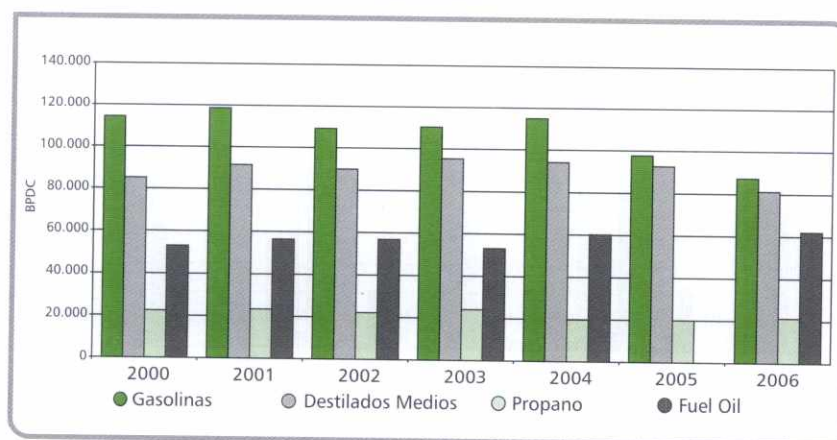
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas mensuales de la industria petrolera
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN MENSUAL DE COMBUSTIBLES
1998- 2005
BARRILES POR DÍA CALENDARIO

AÑO	BLANCOS										NEGROS	
	GASOLINAS				DESTILADOS MEDIOS				AVIGAS	PROPANO	TOTAL	FUEL-OÍL **
	GASOLINA MOTOR REGULAR	GASOLINA EXTRA *	BENCINA & COCINOL	TOTAL	DIESEL (ACPM)	QUEROSENO	JP-A	TOTAL				
1998	105.127	0	1.812	106.938	63.586	2.809	16.900	83.295	398,00	20.523	262.548	51.394
1999	111.246	0	2.325	113.571	58.106	2.904	19.445	80.455	502,00	21.480	272.987	56.979
2000	113.162	910	119	114.191	61.928	584	22.637	85.149	402,00	22.402	275.317	53.172
2001	115.021	3.497	100	118.619	66.357	444	24.745	91.546	388,00	23.296	290.390	56.542
2002	102.712	6.261	107	109.080	64.870	414	24.745	90.029	189	22.163	278.359	56.897
2003	98.026	12.083	165	110.274	65.513	2.994	26.767	95.274	863	24.100	283.696	53.185
2004	103505	11313	122	114940	72802	702	20605	94.108	878	19881	290.005	60198
2005	88.427	8.983	172	97.582	72.469	311	20.000	92.780	1.394	20.000	280.966	69210
2006*	81.291	5.810	230	87.330	63.077	231	17.889	81.197	1.320	21.335	253.227	62.044

*: Datos del 2006 a Febrero 2006

PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE DERIVADOS
2000-2006



Fuente: Ecopetrol - Estadísticas de la Industria Petrolera
**: Fuel Oil o Combustóleo, Crudo Castilla y Crudo Rubiales a partir de 2004
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

VENTAS DE GASOLINA MOTOR DISTRIBUIDOR MAYORISTA POR DIVISION POLITICA - BPDC 1998-2005									
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Var %
ZONA NOROCCIDENTE	15.398	14.398	12.976	11.510	9.182	8.421	7.839	8.646	-20,2
ATLANTICO	4.076	4.436	4.327	3.982	2.825	2.259	1940	1.948	0,4
BOLIVAR	4.192	3.635	3.186	3.254	2.475	2.143	2754	3.193	13,7
CORDOBA	2.535	3.000	2.991	2.253	2.181	1.881	1742	1.722	-1,1
LA GUAJIRA	1.205	310	120	71	68	485	24	13	-89,0
MAGDALENA	1.781	1.605	1.062	683	572	575	439	853	48,6
SAN ANDRES	289	265	249	229	223	211	201	192	-4,4
SUCRE	1.320	1.147	1.041	1.038	837	868	739	725	-1,9
							7839		
ZONA NORORIENTE	12.442	9.763	7.891	6.664	6.877	6.860	7.075	7.988	3,2
BOYACA	3.809	3.273	2.926	2.695	2.457	2.130	2371	2.536	6,5
CESAR	1.803	1.184	616	372	1.470	1.418	1767	1.968	10,2
NORTE DE SANTANDER	130	87	74	118	425	897	695	627	-10,9
SANTANDER	6.700	5.219	4.275	3.480	2.525	2.414	2241	2.857	21,6
							7075		
ZONA CENTRO	70.814	62.676	57.843	51.030	44.352	41.780	42.822	43.352	-13,1
ANTIOQUIA	17.355	14.739	13.805	12.332	11.065	11.164	10740	10.786	0,4
BOGOTA	26.994	27.883	25.712	22.853	19.439	17.376	18511	19.252	3,9
CALDAS	2.915	2.501	2.226	2.005	1.772	1.692	1660	1.715	3,2
CUNDINAMARCA	14.829	9.320	8.066	7.031	6.418	5.920	6370	6.171	-3,2
QUINDIO	1.593	1.553	1.532	1.393	1.211	1.046	995	1.201	17,1
RISARALDA	2.675	2.643	2.605	2.228	1.898	2.041	2130	1.967	-8,3
TOLIMA	4.453	4.037	3.897	3.188	2.548	2.542	2416	2.261	-6,9
ZONA SUROCCIDENTE	25.722	22.917	20.752	18.548	18.282	18.516	17.542	17.976	-1,4
CAUCA	2.239	1.840	1.627	1.475	1.408	1.385	1307	1.361	4,0
CHOCO	185	167	193	218	289	314	341	354	3,5
HUILA	2.789	2.498	2.543	2.187	1.891	1.843	1887	2.115	10,8
NARIÑO	2.916	2.681	2.424	2.531	3.344	4.111	4122	4.047	-1,9
PUTUMAYO	1.251	933	732	492	438	537	625	552	-13,2
VALLE	16.342	14.798	13.233	11.646	10.912	10.326	9259	9.547	3,0
ZONA SURORIENTE	6.238	5.089	5.057	4.810	4.568	4.826	4.415	4.405	-5,0
AMAZONAS	199	156	148	133	144	136	121	116	-4,2
ARAUCA	12	0	0	0	28	187	145	172	15,9
CAQUETA	1.463	1.470	1.563	1.547	1.238	1.108	924	917	-0,8
CASANARE	841	661	633	568	571	610	551	561	1,7
GUAINIA	36	33	13	0	0	5	13	19	27,1
GUAVIARE	238	234	288	291	357	422	339	313	-8,3
META	3.224	2.480	2.340	2.188	2.143	2.268	2282	2.276	-0,2
VAUPES	0	28	52	71	79	71	4	2	-115,8
VICHADA	225	27	20	12	8	20	35	29	-23,0
TOTAL PAIS	130.614	114.843	104.519	92.562	83.261	80.403	79.691	82.367	-10,0
VARIACION %		-12,1	-9,0	-11,4	-10,0	-3,4	-0,9	3,4	

Fuente: ECOPEPETROL, dato 2005 preliminar
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

IMPUESTOS DISTRIBUIDOS POR TRANSPORTE DE PETRÓLEO Y GAS MILLONES DE PESOS 1998 - 2005								
DEPARTAMENTO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Antioquia	5.282	7.494	6.952	7.400	7.124	7.804	7.694	3.300
Arauca	162	197	161	111	192	186	165	53
Atlántico	693	651	1.054	1.080	1.254	1.747	1.187	581
Bolívar	914	790	870	978	908	1.042	813	267
Boyacá	7.420	10.324	10.106	10.190	9.937	10.816	6.074	2.946
Caldas	576	775	1.009	1.309	1.428	1.410	860	768
Casanare	2.827	5.036	4.811	4.695	4.093	4.770	3.909	1.697
Cesar	2.256	2.581	3.702	4.416	5.373	5.502	5.286	2.709
Córdoba	3.299	4.486	4.038	4.112	3.896	4.206	3.883	1.679
Cundinamarca	513	570	775	1.032	3.073	1.746	1.441	724
Guajira	1.494	1.641	2.711	3.071	3.494	3.953	3.078	1.313
Huila	67	84	133	190	195	219	139	55
Magdalena	2.163	2.183	2.884	2.936	3.682	4.512	3.096	730
Meta	222	273	324	378	274	294	251	135
Nariño	666	838	735	595	380	392	110	115
No identificados	40	48	40	26	374	36	116	16
Norte de Santander	1.710	1.720	1.555	1.074	2.059	2.169	1.969	387
Putumayo	123	151	135	113	70	69	85	21
Quindio	0	0	0	0	2	0	0,04	0,37
Risaralda	30	41	69	107	136	217	276	102
Santander	4.145	4.719	5.266	5.715	6.195	4.841	6.997	2.690
Sucre	1.011	1.185	1.144	1.177	920	1.301	1.055	403
Tolima	2.125	2.836	3.632	4.407	4.314	5.195	6.441	3.178
Valle del Cauca	132	191	307	483	659	941	910	444
Total	37.869	48.817	52.414	55.595	60.034	65.371	56.086	24.593

Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética
Fuente: Ministerio de Minas-Dirección de Hidrocarburos
Datos preliminares del primer semestre 2005

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES \$(Galón)

Ciudad	Estatística	2003												2004												2005												2006									
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct
Bogotá	Promedio	3.596	3.693	3.789	3.900	3.942	3.979	4.039	4.104	4.167	4.259	4.340	4.337	4.393	4.455	4.603	4.603	4.648	4.749	4.805	4.892	4.936	5.010	5.088	5.144	5.271	5.313	5.350	5.348	5.389	5.421	5.461	5.509	5.533	5.634	5.662	5.698	5.603	5.681	5.721	5.809	5.884	5.895	5.827	5.870		
	Máximo	3.642	3.752	3.839	3.995	4.005	4.000	4.090	4.137	4.235	4.309	4.390	4.390	4.439	4.496	4.654	4.654	4.680	4.820	4.867	4.967	5.015	5.085	5.145	5.215	5.345	5.385	5.425	5.460	5.478	5.515	5.589	5.636	5.657	5.785	5.809	5.834	5.895	5.827	5.870	5.909	5.984	5.995	5.927	5.970		
	Mínimo	3.522	3.621	3.690	3.821	3.820	3.869	3.939	3.999	4.049	4.128	4.220	4.300	4.354	4.420	4.517	4.517	4.615	4.625	4.671	4.671	4.767	4.820	4.915	5.000	5.060	5.100	5.120	5.156	5.200	5.220	5.320	5.400	5.415	5.510	5.534	5.568	5.520	5.560	5.600	5.630	5.700	5.710	5.640	5.680		
Medellín	Promedio	3.643	3.775	3.895	3.973	4.025	4.069	4.112	4.190	4.256	4.331	4.407	4.402	4.470	4.525	4.678	4.678	4.775	4.833	4.880	4.941	5.006	5.088	5.165	5.232	5.361	5.396	5.434	5.465	5.479	5.500	5.532	5.576	5.608	5.711	5.737	5.762	5.773	5.808	5.841	5.884	5.959	5.970	5.902	5.945		
	Máximo	3.655	3.774	3.889	3.989	4.043	4.099	4.143	4.244	4.300	4.369	4.459	4.469	4.529	4.590	4.738	4.738	4.835	4.914	4.960	4.961	5.025	5.096	5.149	5.216	5.346	5.381	5.419	5.450	5.468	5.498	5.538	5.550	5.585	5.621	5.655	5.725	5.751	5.772	5.810	5.854	5.889	5.920	5.995	6.006	5.938	5.981
	Mínimo	3.586	3.740	3.873	3.998	3.970	4.026	4.020	4.164	4.190	4.273	4.330	4.340	4.448	4.499	4.659	4.659	4.704	4.742	4.790	4.790	4.865	4.935	5.000	5.093	5.150	5.270	5.300	5.360	5.360	5.380	5.420	5.449	5.492	5.593	5.617	5.617	5.646	5.680	5.719	5.750	5.825	5.836	5.768	5.811		
Cali	Promedio	3.646	3.764	3.867	3.961	4.011	4.065	4.107	4.201	4.270	4.335	4.431	4.438	4.500	4.561	4.689	4.689	4.773	4.890	4.938	4.940	4.987	5.057	5.131	5.206	5.334	5.369	5.407	5.438	5.452	5.472	5.498	5.528	5.564	5.643	5.693	5.721	5.747	5.785	5.827	5.862	5.937	5.948	5.880	5.923		
	Máximo	3.790	3.874	3.953	3.980	3.950	3.999	4.050	4.150	4.220	4.260	4.340	4.324	4.450	4.495	4.710	4.710	4.760	4.870	4.920	4.924	4.995	5.069	5.149	5.225	5.350	5.385	5.423	5.454	5.472	5.498	5.528	5.558	5.594	5.673	5.723	5.751	5.772	5.810	5.854	5.889	5.920	5.995	6.006	5.938	5.981	
	Mínimo	3.690	3.710	3.699	3.650	3.860	3.870	3.900	4.000	3.980	4.060	4.123	4.290	4.300	4.358	4.610	4.610	4.670	4.800	4.820	4.824	4.920	5.000	5.070	5.189	5.199	5.230	5.240	5.290	5.399	5.399	5.410	5.450	5.455	5.555	5.617	5.617	5.646	5.680	5.719	5.750	5.825	5.836	5.768	5.811		
Barranquilla	Promedio	3.753	3.762	3.792	3.825	3.922	3.942	4.014	4.101	4.133	4.230	4.325	4.302	4.368	4.442	4.674	4.674	4.702	4.841	4.860	4.871	4.927	4.950	5.085	5.152	5.216	5.317	5.337	5.343	5.426	5.455	5.472	5.498	5.528	5.644	5.643	5.693	5.721	5.747	5.785	5.827	5.862	5.937	5.948	5.880	5.923	
	Máximo	3.790	3.874	3.953	3.980	3.950	3.999	4.050	4.150	4.220	4.260	4.340	4.324	4.450	4.495	4.710	4.710	4.760	4.870	4.920	4.924	4.995	5.069	5.149	5.225	5.350	5.385	5.423	5.454	5.472	5.498	5.528	5.558	5.594	5.673	5.723	5.751	5.772	5.810	5.854	5.889	5.920	5.995	6.006	5.938	5.981	
	Mínimo	3.690	3.710	3.699	3.650	3.860	3.870	3.900	4.000	3.980	4.060	4.123	4.290	4.300	4.358	4.610	4.610	4.670	4.800	4.820	4.824	4.920	5.000	5.070	5.189	5.199	5.230	5.240	5.290	5.399	5.399	5.410	5.450	5.455	5.555	5.617	5.617	5.646	5.680	5.719	5.750	5.825	5.836	5.768	5.811		
Bucaramanga	Promedio	3.586	3.560	3.696	3.767	3.868	3.925	3.975	4.000	4.130	4.211	4.307	4.303	4.375	4.442	4.600	4.600	4.642	4.756	4.803	4.803	4.856	4.928	5.006	5.102	5.164	5.216	5.317	5.337	5.426	5.455	5.472	5.498	5.528	5.644	5.643	5.693	5.721	5.747	5.785	5.827	5.862	5.937	5.948	5.880	5.923	
	Máximo	3.593	3.574	3.714	3.790	3.877	3.931	3.988	4.069	4.140	4.223	4.318	4.318	4.388	4.452	4.616	4.616	4.661	4.778	4.826	4.826	4.876	4.970	5.030	5.117	5.181	5.308	5.347	5.387	5.416	5.426	5.456	5.490	5.536	5.557	5.660	5.688	5.712	5.736	5.769	5.811	5.842	5.917	5.928	5.860	5.903	
	Mínimo	3.586	3.565	3.674	3.765	3.869	3.920	3.924	4.021	4.070	4.180	4.260	4.259	4.320	4.397	4.490	4.490	4.550	4.660	4.660	4.661	4.750	4.850	4.900	4.950	5.100	5.140	5.180	5.220	5.240	5.290	5.399	5.410	5.450	5.455	5.555	5.617	5.617	5.646	5.680	5.719	5.750	5.825	5.836	5.768	5.811	
Perera	Promedio	3.667	3.769	3.875	4.024	4.071	4.112	4.159	4.226	4.305	4.380	4.459	4.453	4.512	4.562	4.687	4.687	4.725	4.881	4.934	4.944	5.021	5.111	5.191	5.273	5.351	5.500	5.545	5.582	5.613	5.647	5.674	5.730	5.761	5.784	5.794	5.825	5.858	5.907	5.921	5.952	6.027	6.038	5.970	6.013		
	Máximo	3.669	3.771	3.876	4.026	4.074	4.114	4.162	4.237	4.309	4.382	4.462	4.462	4.518	4.570	4.724	4.724	4.766	4.893	4.946	4.952	5.029	5.119	5.200	5.280	5.360	5.438	5.587	5.632	5.669	5.696	5.752	5.783	5.814	5.845	5.878	5.911	5.960	5.974	6.005	6.080	6.091	6.023	6.066			
	Mínimo	3.663	3.768	3.872	4.018	4.066	4.108	4.148	4.130	4.280	4.376	4.455	4.429	4.501	4.550	4.664	4.664	4.686	4.820	4.877	4.904	4.940	5.016	5.108	5.236	5.310	5.462	5.611	5.656	5.693	5.750	5.781	5.812	5.843	5.874	5.907	5.956	5.970	6.001	6.076	6.087	6.019	6.062				
Santa María	Promedio	3.701	3.742	3.848	3.923	3.947	3.979	4.039	4.109	4.189	4.270	4.347	4.343	4.401	4.459	4.559	4.620	4.734	4.789	4.796	4.840	4.890	5.006	5.093	5.173	5.324	5.364	5.384	5.420	5.480	5.503	5.543	5.591	5.610	5.694	5.742	5.770	5.796	5.858	5.879	5.920	6.000	6.011	5.943	5.986		
	Máximo	3.799	3.799	3.919	3.990	3.995	4.049	4.065	4.135	4.200	4.265	4.348	4.359	4.426	4.480	4.605	4.605	4.690	4.800	4.860	4.860	4.950	5.050	5.230	5.290	5.415	5.460	5.500	5.535	5.550	5.595	5.630	5.686	5.710	5.820	5.850	5.879	5.920	5.990	6.050	6.060	6.135	6.146	6.078	6.121		
	Mínimo	3.270	3.680	3.817	3.879	3.900	3.981	4.050	4.100	4.170	4.250	4.300	4.300	4.330	4.405	4.495	4.445	4.590	4.698	4.745	4.760	4.749	4.856	4.975	5.035	5.185	5.245	5.285	5.315	5.330	5.370	5.400	5.450	5.450	5.550	5.540	5.610	5.640	5.690	5.730	5.760	5.835	5.846	5.778	5.821		
Pasto	Promedio	2.831	2.951	3.016	3.119	3.153	3.178	3.253	3.347	3.412	3.472	3.543	3.553	3.628	3.673	3.789	3.789	3.820	3.947	3.995	3.996	4.050	4.125	4.207	4.287	4.350	4.484	4.512	4.556	4.586	4.600	4.620	4.659	4.699	4.735	4.803	4.880	4.938	4.953	4.933	4.974	5.049	5.060	4.992	5.035		
	Máximo	2.880	2.985	3.065	3.130	3.177	3.220	3.275	3.360	3.428	3.496	3.565	3.570	3.640	3.700	3.802	3.802	3.856	3.966	4.026	4.010	4.060	4.140	4.218	4.298	4.379	4.499	4.535	4.579	4.609	4.623	4.660	4.698	4.740	4.760	4.880	4.885	4.925	4.950	4.988	5.038	5.069	5.144	5.155	5.087	5.130	
	Mínimo	2.480	2.840	2.945	3.100	3.119	3.119	3.120	3.300	3.374	3.415	3.465	3.530	3.605	3.660	3.772	3.772	3.780	3.820	3.970	3.970	3.996	4.125	4.175	4.260	4.329	4.450	4.489	4.515	4.525	4.580	4.590	4.620	4.640	4.675	4.720	4.800	4.829	4.900	4.931	4.940	4.971	5.046	5.057	4.989	5.032	
Valledupar	Promedio	No disponible	2.931	3.022	3.102	3.121	3.163	3.193	3.251	3.327	3.376	3.422	3.461	3.509	3.620	3.620	3.630	3.636	3.759	3.806	3.818	3.877	3.938	4.012	4.076	4.252	4.280	4.294	4.327	4.356	4.394	4.427	4.474	4.550	4.626	4.689	4.780	4.809	4.845	4.853	4.874	4.949	4.960	4.901	4.944		
	Máximo	No disponible	2.940	3.025	3.120	3.143	3.176	3.210	3.266	3.386	3.396	3.448	3.488	3.619	3.567	3.676	3.796	3.843	3.851	3.898	3.963																										

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES (\$/Galón)

Ciudad	Estadística	2003												2004												2005												2006											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Bogotá	Promedio	4.666	4.833	4.983	5.136	5.227	5.265	5.461	5.500	5.710	5.788	5.839	5.894	5.963	6.026	6.239	6.239	6.275	6.484	6.510	6.536	6.620	6.654	6.770	6.851	6.883	6.961	6.990	7.012	7.054	7.147	7.180	7.213	7.345	7.501	7.651	7.728	7.761	7.760	7.742	7.645								
	Máximo	4.798	4.889	5.073	5.315	5.375	5.449	5.885	5.660	5.875	5.859	5.900	6.124	6.150	6.150	6.361	6.361	6.332	6.602	6.670	6.685	6.727	6.789	6.889	6.979	7.050	7.150	7.140	7.140	7.165	7.302	7.379	7.485	7.692	7.820	7.957	7.972	7.990	7.995	8.047	7.740								
	Mínimo	4.519	4.560	4.799	5.049	5.110	5.062	5.359	5.385	5.500	5.682	5.344	5.700	5.799	5.888	6.119	6.119	6.147	6.250	6.351	6.419	6.490	6.569	6.588	6.677	6.677	6.720	6.760	6.769	6.907	6.947	6.967	7.047	7.150	7.280	7.410	7.510	7.510	7.486	7.446	7.350								
Medellín	Promedio	4.604	4.785	4.995	5.156	5.210	5.241	5.413	5.504	5.703	5.802	5.905	5.985	6.052	6.294	6.294	6.321	6.526	6.556	6.568	6.615	6.640	6.782	6.868	6.898	6.949	6.978	7.010	7.097	7.139	7.149	7.205	7.401	7.530	7.699	7.754	7.761	7.809	7.832	7.883	7.883								
	Máximo	4.699	4.935	5.132	5.269	5.298	5.297	5.730	5.559	5.795	5.869	6.013	5.989	6.162	6.192	6.427	6.427	6.469	6.620	6.645	6.645	6.705	6.720	6.889	7.017	7.024	7.123	7.148	7.148	7.199	7.283	7.299	7.389	7.618	7.747	7.849	7.893	7.909	7.959	7.989	7.998								
	Mínimo	4.494	4.486	4.790	5.075	5.135	5.151	5.310	5.416	5.520	5.600	5.825	5.790	5.825	5.825	6.099	6.099	6.199	6.400	6.470	6.474	6.500	6.520	6.598	6.690	6.800	6.840	6.850	6.889	6.960	6.990	7.019	7.019	7.350	7.350	7.599	7.180	7.254	7.150	7.149	7.149								
Cali	Promedio	4.909	5.071	5.296	5.446	5.480	5.530	5.672	5.854	6.019	6.097	6.239	6.349	6.308	6.384	6.477	6.672	6.845	6.876	6.879	6.920	6.955	7.109	7.108	7.161	7.210	7.291	7.350	7.429	7.394	7.404	7.446	7.622	7.711	7.765	7.787	7.884	7.914	7.954	7.989	7.989								
	Máximo	4.950	5.182	5.396	5.546	5.540	5.692	5.930	6.100	6.260	6.340	6.480	6.580	6.630	6.820	6.820	7.010	7.160	7.160	7.160	7.200	7.240	7.430	7.430	7.480	7.530	7.620	7.620	7.620	7.710	7.710	7.710	7.800	8.020	8.020	8.020	8.020	8.020	8.020	8.020	8.020								
	Mínimo	4.806	4.872	5.036	5.090	5.250	5.233	5.378	5.606	5.606	5.780	5.948	5.948	6.028	6.182	6.217	6.317	6.590	6.445	6.469	6.469	6.586	6.620	7.019	6.781	6.881	6.928	7.150	7.150	7.205	7.192	7.202	7.270	7.395	7.514	7.339	7.349	7.589	7.612	7.752	7.814	7.814							
Barranquilla	Promedio	4.751	4.730	4.858	5.058	5.048	5.049	5.292	5.411	5.487	5.690	5.765	5.738	5.796	5.854	6.125	6.125	6.161	6.385	6.416	6.426	6.442	6.476	6.732	6.732	6.811	6.834	6.834	6.888	6.959	6.970	6.994	7.048	7.170	7.352	7.492	7.575	7.610	7.634	7.675	7.717								
	Máximo	4.890	4.875	5.050	5.240	5.092	5.230	5.360	5.450	5.690	5.790	5.780	5.766	5.935	5.975	6.195	6.240	6.440	6.440	6.440	6.492	6.492	6.530	6.599	6.739	6.809	6.909	6.915	6.910	6.932	7.080	7.098	7.107	7.174	7.414	7.525	7.656	7.670	7.690	7.710	7.760	7.760							
	Mínimo	4.500	4.475	4.475	4.500	4.800	4.700	5.100	5.395	5.200	5.200	5.620	5.762	5.690	5.680	6.000	6.000	6.000	6.300	6.340	6.360	6.380	6.418	6.720	6.748	6.770	6.790	6.790	6.750	6.810	6.798	6.920	6.798	7.120	7.185	7.185	7.185	7.459	7.420	7.559	7.560	7.560							
Bucaramanga	Promedio	4.566	4.637	4.846	4.959	4.997	5.057	5.207	5.275	5.479	5.457	5.671	5.685	5.795	5.851	6.035	6.088	6.237	6.354	6.368	6.398	6.502	6.654	6.714	6.755	6.772	6.800	6.809	6.999	6.946	6.962	6.985	7.165	7.336	7.469	7.516	7.551	7.588	7.632	7.645									
	Máximo	4.572	4.654	4.874	4.989	5.040	5.107	5.230	5.339	5.500	5.600	5.699	5.746	5.814	5.859	6.047	6.047	6.104	6.299	6.410	6.410	6.460	6.540	6.700	6.820	6.820	6.820	6.850	6.950	6.990	6.990	7.000	7.320	7.446	7.570	7.600	7.670	7.700	7.720	7.740									
	Mínimo	4.468	4.531	4.600	4.769	4.870	4.821	5.090	5.200	5.335	5.300	5.520	5.449	5.769	5.649	6.030	6.080	6.100	6.300	6.300	6.300	6.330	6.431	6.490	6.700	6.720	6.740	6.730	6.540	6.687	6.687	6.810	6.815	6.955	7.205	7.255	7.300	7.300	7.310	7.330									
Pereira	Promedio	4.641	4.900	5.115	5.253	5.303	5.330	5.585	5.649	5.929	5.990	6.081	6.063	6.142	6.158	6.365	6.416	6.682	6.720	6.738	6.790	6.837	7.007	7.068	7.106	7.137	7.190	7.208	7.280	7.320	7.328	7.424	7.859	7.794	7.863	7.777	7.772	7.806	7.861	7.906									
	Máximo	4.645	4.900	5.120	5.285	5.308	5.353	5.595	5.682	5.936	5.993	6.075	6.074	6.152	6.194	6.421	6.421	6.720	6.740	6.740	6.804	6.897	7.081	7.081	7.117	7.147	7.206	7.226	7.370	7.380	7.389	7.480	7.780	7.929	7.886	7.886	7.886	7.958	7.958										
	Mínimo	4.638	4.898	5.108	5.108	5.300	5.300	5.547	5.550	5.870	5.990	6.043	6.043	6.070	6.145	6.340	6.340	6.468	6.642	6.642	6.692	6.740	6.780	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	7.000	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300										
Santa Marta	Promedio	4.820	4.936	4.700	5.138	5.098	5.161	5.287	5.397	5.471	5.637	5.739	5.760	5.821	5.877	6.034	6.034	6.237	6.295	6.309	6.381	6.403	6.654	6.670	6.720	6.819	6.887	6.957	7.006	7.066	7.143	7.202	7.292	7.401	7.499	7.384	7.594	7.674	7.724	7.773									
	Máximo	4.999	4.999	5.006	5.250	5.289	5.299	5.599	5.599	5.790	5.799	5.877	5.930	5.980	5.999	6.266	6.500	6.589	6.589	6.589	6.589	6.574	6.950	6.950	6.990	6.999	6.790	7.070	7.199	7.696	7.696	7.340	7.720	7.869	7.886	7.940	7.990	7.999	8.050										
	Mínimo	4.400	4.828	5.219	4.900	4.940	4.990	5.050	5.150	5.200	5.400	5.630	5.630	5.700	5.729	5.869	5.960	6.035	6.035	6.035	6.116	6.116	6.205	6.300	6.400	6.700	7.050	6.790	6.800	6.800	6.800	7.000	7.000	7.070	7.370	7.400	7.400	7.400	7.511	7.540									
Pato	Promedio	3.586	3.752	3.877	3.967	4.100	4.127	4.301	4.440	4.634	4.693	4.794	4.918	4.980	5.115	5.115	5.132	5.345	5.368	5.376	5.463	5.479	5.656	5.694	5.757	5.786	5.795	5.823	5.842	5.937	5.975	6.107	6.247	6.332	6.381	6.398	6.465	6.493	6.498										
	Máximo	3.613	3.860	4.020	4.110	4.140	4.166	4.370	4.460	4.658	4.735	4.816	4.820	4.950	5.120	5.150	5.200	5.400	5.410	5.410	5.485	5.600	5.920	5.800	5.920	5.920	5.850	5.850	5.850	5.969	6.039	6.040	6.240	6.325	6.390	6.470	6.450	6.670	6.690	6.790									
	Mínimo	3.560	3.560	3.790	3.860	3.940	4.090	4.150	4.380	4.566	4.600	4.705	4.750	4.885	4.930	5.087	5.087	5.200	5.250	5.250	5.370	5.499	5.482	5.620	5.665	5.699	5.720	5.750	5.750	5.850	5.870	5.905	5.954	6.190	6.223	6.273	6.355	6.380	6.400	6.609									
Valledupar	Promedio	No disponible	3.765	3.916	4.087	4.096	4.121	4.279	4.338	4.544	4.621	4.664	4.664	4.738	4.793	4.919	4.933	5.180	5.209	5.223	5.265	5.279	5.448	5.478	5.511	5.535	5.520	5.563	5.607	5.715	5.748	5.940	6.005	6.234	6.305	6.305	6.547	6.563	6.571										
	Máximo	No disponible	3.800	3.960	4.088	4.120	4.160	4.307	4.368	4.554	4.625	4.685	4.685	4.760	4.809	4.939	4.982	5.198	5.238	5.244	5.283	5.288	5.456	5.550	5.515	5.539	5.556	5.570	5.684	5.700	5.770	5.766	5.976	6.090	6.304	6.304	6.551	6.580	6.580										
	Mínimo	No disponible	3.710	3.880	4.080	4.070	4.100	4.090	4.300	4.523	4.610	4.600	4.600	4.683	4.750	4.866	4.856	5.150	5.176	5.195	5.251	5.265	5.436	5.456	5.503	5.531	5.520	5.540	5.540	5.690	5.690	5.880	5.976	6.200	6.200	6.540	6.561	6.561											

Fuente: UPME

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 1999
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	574,00	620,99	560,87	683,27	857,03	890,33	872,54	889,64	989,76	1.000,25	1.034,49	1.027,86
IVA	91,84	99,36	89,74	109,32	137,12	142,46	139,61	142,34	158,36	160,04	155,17	154,18
Impuesto Global	277,24	277,24	385,50	385,50	385,50	385,50	385,50	385,50	385,50	385,50	385,50	385,50
Tarifa estampilla de transporte	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	1.102,18	1.156,69	1.195,21	1.337,19	1.538,75	1.577,39	1.556,75	1.576,58	1.692,72	1.704,89	1.734,26	1.726,64
Margen al distribuidor mayorista	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00	75,00
Precio Máximo en Planta de Abasto	1.177,18	1.231,69	1.270,21	1.412,19	1.613,75	1.652,39	1.631,75	1.651,58	1.767,72	1.779,89	1.809,26	1.801,64
Margen al distribuidor minorista	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Pérdida por evaporación	4,71	4,93	5,08	5,65	6,46	6,61	6,53	6,61	7,07	7,12	7,24	7,21
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60
Precio Máximo de Venta al Público	1.321,49	1.376,21	1.414,89	1.557,44	1.759,81	1.798,60	1.777,88	1.797,79	1.914,39	1.926,61	1.956,10	1.948,45
Sobretasa	286,80	264,30	275,24	282,98	311,49	351,96	359,72	296,42	309,00	317,01	325,22	333,92
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	1.608,29	1.640,51	1.690,13	1.840,42	2.071,30	2.150,56	2.137,60	2.094,21	2.223,39	2.243,62	2.281,32	2.282,37

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2000
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	993,99	984,98	984,98	1.196,23	1.272,89	1.263,73	1.321,42	1.311,71	1.344,50	1.362,26	1.390,33	1.381,76
IVA	149,10	147,75	147,75	179,43	190,93	189,56	198,21	196,76	201,68	204,34	208,55	207,26
Impuesto Global	385,50	385,50	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45	497,45
Tarifa estampilla de transporte	159,10	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	1.687,69	1.693,23	1.805,18	2.048,11	2.136,27	2.125,74	2.192,08	2.180,92	2.218,63	2.239,05	2.271,33	2.261,47
Margen al distribuidor mayorista	75,00	83,00	83,00	83,00	91,00	91,00	91,00	91,00	94,90	94,90	99,00	99,00
Precio Máximo en Planta de Abasto	1.762,69	1.776,23	1.888,18	2.131,11	2.227,27	2.216,74	2.283,08	2.271,92	2.313,53	2.333,95	2.370,33	2.360,47
Margen al distribuidor minorista	130,00	143,00	143,00	143,00	147,00	147,00	147,00	147,00	153,70	153,70	159,70	159,70
Pérdida por evaporación	7,05	7,10	7,55	8,52	8,91	8,87	9,13	9,09	9,25	9,34	9,48	9,44
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	9,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60
Precio Máximo de Venta al Público	1.909,34	1.936,93	2.049,33	2.293,23	2.393,78	2.383,21	2.449,81	2.438,61	2.487,08	2.507,59	2.550,11	2.540,21
Sobretasa	342,49	352,29	361,64	372,21	384,47	395,04	404,78	415,98	426,66	436,21	445,89	455,79
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	2.251,83	2.289,22	2.410,97	2.665,44	2.778,25	2.778,25	2.854,59	2.854,59	2.913,74	2.943,80	2.996,00	2.996,00

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2001
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.381,76	1.395,89	1.395,89	1.403,46	1.409,78	1.404,84	1.399,83	1.427,50	1.432,96	1.448,31	1.458,34	1.447,35
IVA	221,08	223,34	223,34	224,55	225,56	224,77	223,97	228,40	229,27	231,73	233,33	231,58
Impuesto Global	497,45	497,45	616,48	616,48	616,48	616,48	616,48	536,39	503,62	503,62	503,62	503,62
Tarifa estampilla de transporte	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	185,65	190,00	190,00	190,00	190,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2.275,29	2.291,68	2.410,71	2.419,49	2.426,82	2.421,09	2.415,28	2.377,94	2.355,85	2.373,66	2.385,29	2.372,55
Margen al distribuidor mayorista	99,00	115,46	115,46	115,46	115,46	115,46	115,46	121,14	123,46	123,46	123,46	123,46
Precio Máximo en Planta de Abasto	2.374,29	2.407,14	2.526,17	2.534,95	2.542,28	2.536,55	2.530,74	2.499,07	2.479,31	2.497,12	2.508,75	2.496,01
Margen al distribuidor minorista	159,70	175,04	175,04	175,04	175,04	175,04	175,04	184,27	188,04	188,04	188,04	188,04
Pérdida por evaporación	9,50	9,63	10,10	10,14	10,17	10,15	10,12	9,99	9,92	9,99	10,04	9,98
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	10,60	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
Precio Máximo de Venta al Público	2.554,09	2.603,34	2.722,84	2.731,66	2.739,02	2.733,27	2.727,43	2.704,86	2.688,80	2.706,68	2.718,36	2.705,56
Sobretasa	465,65	476,40	487,51	498,73	506,04	511,79	517,63	522,25	526,69	530,05	533,37	536,18
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3.019,74	3.079,74	3.210,35	3.230,39	3.245,06	3.245,06	3.245,06	3.131,52	3.215,49	3.236,73	3.251,73	3.241,74

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2002
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.375,92	1.398,12	1.400,27	1.511,98	1.495,18	1.493,82	1.492,41	1.473,74	1.499,85	1.538,42	1.575,50	1.596,29
IVA	220,15	223,70	224,04	241,92	239,23	239,01	238,79	235,80	239,98	246,15	252,08	255,41
Impuesto Global	503,62	503,62	533,84	533,84	533,84	533,84	533,84	533,84	533,84	533,84	533,84	533,84
Tarifa estampilla de transporte	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	192,00	192,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2.289,69	2.315,44	2.348,15	2.477,74	2.458,25	2.456,67	2.455,04	2.433,38	2.463,67	2.508,41	2.553,42	2.577,54
Margen al distribuidor mayorista	132,10	132,10	132,10	132,10	140,03	140,03	140,03	148,03	148,03	148,03	148,03	148,03
Precio Máximo en Planta de Abasto	2.421,79	2.447,54	2.480,25	2.609,84	2.598,28	2.596,70	2.595,07	2.581,41	2.611,70	2.656,44	2.701,45	2.725,57
Margen al distribuidor minorista	201,20	201,20	201,20	201,20	213,27	213,27	213,27	225,27	225,27	225,27	225,27	225,27
Pérdida por evaporación	9,69	9,79	9,92	10,44	10,39	10,39	10,38	10,33	10,45	10,63	10,81	10,90
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
Precio Máximo de Venta al Público	2.644,21	2.670,06	2.702,90	2.833,01	2.833,47	2.831,89	2.830,25	2.828,54	2.858,95	2.903,87	2.949,06	2.973,27
Sobretasa	538,93	540,43	541,55	541,21	542,90	544,48	546,12	547,83	549,90	552,73	556,02	559,86
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3.183,14	3.210,49	3.244,45	3.374,22	3.376,37	3.376,37	3.376,37	3.376,37	3.408,85	3.456,60	3.505,08	3.533,13

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2003
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.621,00	1.638,71	1.670,34	1.692,26	1.714,46	1.736,96	1.759,76	1.802,86	1.846,26	1.889,97	1.933,99	1.925,06
IVA	259,36	262,19	267,25	270,76	274,31	277,91	281,56	288,46	295,40	302,40	309,44	308,01
Impuesto Global	533,84	533,84	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20	563,20
Tarifa estampilla de transporte	192,00	206,75	214,50	214,50	220,42	220,42	220,42	227,08	227,08	227,08	233,00	233,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2.606,20	2.641,49	2.715,29	2.740,72	2.772,39	2.798,49	2.824,94	2.881,60	2.931,94	2.982,65	3.039,63	3.029,27
Margen al distribuidor mayorista	156,03	156,03	156,03	156,03	161,03	166,03	171,03	176,03	181,03	186,03	191,03	191,03
Precio Máximo en Planta de Abasto	2.762,23	2.797,52	2.871,32	2.896,75	2.933,42	2.964,52	2.995,97	3.057,63	3.112,97	3.168,68	3.230,66	3.220,30
Margen al distribuidor minorista	237,27	237,27	237,27	237,27	244,77	252,27	259,77	267,27	274,77	282,27	289,77	289,77
Pérdida por evaporación	11,02	11,16	11,49	11,59	11,71	11,86	11,98	12,23	12,45	12,67	12,92	12,88
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11,53	11,53	11,53	11,53	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33
Precio Máximo de Venta al Público	3.022,05	3.057,48	3.131,61	3.157,14	3.202,23	3.240,98	3.280,05	3.349,46	3.412,52	3.475,95	3.545,68	3.535,28
Sobretasa	564,32	627,68	662,72	728,08	733,58	739,89	747,00	754,91	764,11	773,88	783,91	794,31
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3.586,37	3.685,16	3.794,33	3.885,22	3.935,81	3.980,87	4.027,05	4.104,37	4.176,63	4.249,83	4.329,59	4.329,59

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2004
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.954,83	1.971,38	2.005,51	2.034,76	2.064,12	2.142,28	2.171,03	2.171,03	2.217,66	2.275,30	2.327,27	2.369,19
IVA	312,77	315,42	320,88	325,56	330,26	342,76	347,36	347,36	354,83	364,05	372,36	379,07
Impuesto Global	563,20	563,20	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18	594,18
Tarifa de marcación												
Tarifa estampilla de transporte	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	3.066,12	3.098,26	3.168,83	3.202,76	3.236,82	3.327,48	3.360,83	3.360,83	3.414,93	3.485,29	3.545,57	3.594,20
Margen al distribuidor mayorista	196,03	201,03	206,03	211,03	211,54	217,18	217,63	217,63	208,52	203,54	206,47	215,80
Precio Máximo en Planta de Abasto	3.262,15	3.299,29	3.374,86	3.413,79	3.448,36	3.544,66	3.578,46	3.578,46	3.623,45	3.688,83	3.752,04	3.810,00
Margen al distribuidor minorista	297,27	304,77	312,27	319,77	317,31	325,77	326,44	326,44	312,78	305,31	309,70	317,35
Pérdida por evaporación	13,05	13,20	13,50	13,66	13,79	14,18	14,31	14,31	14,49	14,76	15,01	15,24
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	13,07	13,13	13,13	13,13	13,22	13,57	13,60	13,60	13,03	12,72	12,90	12,69
Precio Máximo de Venta al Público	3.585,54	3.630,39	3.713,76	3.760,35	3.792,68	3.898,18	3.932,80	3.932,80	3.963,74	4.021,62	4.089,65	4.155,28
Sobretasa	804,20	814,09	825,12	836,44	848,23	859,96	872,86	872,86	897,48	908,87	920,22	931,58
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	4.389,74	4.444,48	4.538,88	4.596,79	4.640,91	4.758,14	4.805,66	4.805,66	4.861,22	4.930,49	5.009,87	5.086,86

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2005 PESOS CORRIENTES / GALÓN												
COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	2.426,82	2.525,04	2.525,04	2.546,02	2.560,99	2.561,59	2.580,47	2.601,35	2.635,70	2.646,23	2.723,34	2.736,04
IVA	388,29	404,01	404,01	407,36	409,76	409,85	412,88	416,22	421,71	423,40	435,73	437,77
Impuesto Global	594,18	594,18	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89	623,89
Tarifa de marcación	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	248,26	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	3.661,05	3.787,40	3.817,11	3.841,44	3.858,81	3.859,50	3.881,41	3.905,63	3.945,47	3.957,69	4.048,73	4.063,47
Margen al distribuidor mayorista	205,56	200,88	199,03	199,74	199,96	199,00	198,29	197,65	196,09	195,20	194,97	193,86
Precio Máximo en Planta de Abasto	3.866,61	3.988,28	4.016,14	4.041,18	4.058,77	4.058,50	4.079,70	4.103,28	4.141,56	4.152,89	4.243,70	4.257,33
Margen al distribuidor minorista	302,29	295,42	292,69	293,74	294,06	292,64	291,60	290,66	288,37	287,06	286,72	285,09
Pérdida por evaporación	15,47	15,95	16,06	16,06	16,24	16,23	16,23	16,41	16,57	16,61	16,97	17,03
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	12,09	11,82	11,71	11,75	11,76	11,71	11,66	11,63	11,53	11,48	11,47	11,47
Precio Máximo de Venta al Público	4.196,46	4.311,47	4.336,60	4.362,73	4.380,83	4.379,08	4.399,19	4.421,98	4.458,03	4.468,04	4.558,86	4.570,92
Sobretasa	944,23	956,77	970,48	983,53	995,47	1.007,25	1.017,26	1.027,42	1.038,14	1.048,70	1.058,46	1.070,47
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	5.140,69	5.268,24	5.307,08	5.346,26	5.376,30	5.386,33	5.416,45	5.449,40	5.496,17	5.516,74	5.617,32	5.641,39

Fuente : Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética
Elaboró : UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2006 PESOS CORRIENTES / GALÓN												
COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	2.751,13	2.869,74	2.882,41	2.917,10								
IVA	440,18	397,41	397,61	398,27								
Impuesto Global	623,89	561,50	586,77	586,77								
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10								
Tarifa estampilla de transporte	260,67	280,59	280,59	280,59								
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	4.080,97	4.114,34	4.152,49	4.187,83								
Margen al distribuidor mayorista	193,58	193,38	191,83	191,98								
Precio Máximo en Planta de Abasto	4.274,55	4.307,71	4.344,32	4.379,81								
Margen al distribuidor minorista	284,68	284,38	282,11	282,32								
Pérdida por evaporación	17,10	21,14	21,31	21,47								
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11,39	11,38	11,28	11,29								
Precio Máximo de Venta al Público	4.587,72	4.624,61	4.659,03	4.694,90								
Sobretasa	1.077,80	978,32	983,62	988,89								
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	5.665,52	5.602,93	5.642,65	5.683,79								

Fuente : Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética
Elaboró : UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2001
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.731,00	1.952,28	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	2.043,53	1.842,09	1.597,83
IVA	276,96	312,36	326,96	326,96	326,96	326,96	326,96	326,96	326,96	326,96	294,73	255,65
Impuesto Global	701,26	701,26	757,36	757,36	757,36	757,36	757,36	757,36	579,17	579,17	579,17	579,17
Tarifa estampilla de transporte	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	190,00	190,00	190,00	190,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2.884,22	3.140,90	3.302,85	3.302,85	3.302,85	3.302,85	3.302,85	3.302,85	3.139,66	3.139,66	2.905,99	2.622,65
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	4.000,92	4.122,39	4.323,50	4.122,39	4.323,50	4.399,14	4.428,31	4.453,74	4.351,74	4.346,55	4.307,97	4.021,09

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2002
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.526,40	1.526,40	1.526,40	1.676,40	1.676,40	1.776,40	1.812,40	1.812,40	1.912,40	2.060,42	2.147,40	2.147,40
IVA	244,22	244,22	244,22	268,22	268,22	284,22	289,98	289,98	305,98	329,67	343,58	343,58
Impuesto Global	579,17	579,17	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92	613,92
Tarifa estampilla de transporte	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	192,00	192,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2.539,79	2.539,79	2.574,54	2.748,54	2.748,54	2.864,54	2.906,30	2.906,30	3.022,30	3.194,01	3.296,90	3.296,90
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3.907,47	3.918,88	3.931,80	4.057,03	4.067,20	4.067,20	4.168,89	4.176,25	4.200,05	4.472,66	4.651,43	4.651,43

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2003
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	2.172,11	2.272,11	2.372,11	2.394,03	2.394,03	2.416,63	2.546,63	2.589,73	2.755,73	2.799,44	2.842,93	2.842,93
IVA	347,54	363,54	379,54	383,04	383,04	386,66	407,46	414,36	440,92	447,91	454,87	454,87
Impuesto Global	613,92	613,92	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69	647,69
Tarifa estampilla de transporte	192,00	206,75	214,50	214,50	220,42	220,42	220,42	227,08	227,08	227,08	233,00	233,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	3.325,57	3.456,32	3.613,83	3.639,26	3.645,18	3.671,40	3.822,20	3.878,86	4.071,42	4.122,12	4.178,49	4.178,49
Sobretasa	697,64	780,18	830,79	919,78	935,93	952,80	970,26	988,86	1.009,10	1.032,03	1.051,84	1.070,19
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	4.826,90	4.822,57	5.018,85	5.195,58	5.248,56	5.284,62	5.458,31	5.564,42	5.750,94	5.847,88	5.946,06	5.946,06

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética
e/s: Estaciones de Servicio
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2004
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	2.872,70	2.887,70	2.921,83	2.976,83	3.006,19	3.166,19	3.166,19	3.166,19	3.189,19	3.189,19	3.339,19	3.339,19
IVA	459,63	462,03	467,49	476,29	480,99	506,59	506,59	506,59	510,27	510,27	683,31	534,27
Impuesto Global	647,69	647,69	683,31	683,31	683,31	683,31	683,31	683,31	683,31	683,31	3,50	683,31
Tarifa de marcación											3,50	3,50
Tarifa estampilla de transporte	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	4.215,34	4.245,68	4.320,89	4.384,69	4.418,75	4.604,35	4.604,35	4.604,35	4.631,03	4.634,53	4.808,53	4.808,53
Sobretasa	1.088,77	1.105,49	1.124,67	1.143,46	1.161,50	1.180,10	1.201,43	1.202,43	1.237,85	1.253,04	1.267,22	1.282,29
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	5.960,37	6.092,22	6.227,73	6.278,04	6.364,00	6.564,15	6.595,79	6.612,29	6.662,55	6.698,67	6.850,44	6.850,44

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2005
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	3.339,19	3.339,19	3.339,19	3.339,19	3.439,19	3.439,19	3.439,19	3.489,19	3.689,19	3.789,19	3.889,19	3.889,19
IVA	534,27	534,27	534,27	534,27	550,27	550,27	550,27	558,27	590,27	606,27	622,27	622,27
Impuesto Global	683,31	683,31	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48
Tarifa de marcación	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	248,26	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	4.808,53	4.820,94	4.855,11	4.855,11	4.971,11	4.971,11	4.971,11	5.029,11	5.261,11	5.377,11	5.494,71	5.494,71
Sobretasa	1.298,10	1.313,34	1.328,41	1.341,88	1.355,30	1.368,51	1.378,80	1.388,71	1.399,12	1.411,50	1.425,53	1.437,03
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	5.960,37	6.092,22	6.227,73	6.278,04	6.364,00	6.564,15	6.595,79	6.612,29	6.662,55	6.698,67	7.650,56	7.728,48

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2006
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	3.889,19	3.889,19	3.890,19	3.889,19	3.889,19							
IVA	622,27	622,27	622,43	622,27	622,27							
Impuesto Global	717,48	717,48	749,77	749,77	749,77							
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10							
Tarifa estampilla de transporte	260,67	280,59	280,59	280,59	280,59							
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	5.494,71	5.514,63	5.548,08	5.546,92	5.546,92							
Sobretasa	1.452,71	1.464,24	1.477,50	1.490,37	1.490,37							
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	7.760,83	7.760,03	7.741,94	7.769,56	7.769,56							

**PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2005
PESOS CORRIENTES / GALÓN**

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	3.339,19	3.339,19	3.339,19	3.339,19	3.439,19	3.439,19	3.439,19	3.489,19	3.689,19	3.789,19	3.889,19	3.889,19
IVA	534,27	534,27	534,27	534,27	550,27	550,27	550,27	558,27	590,27	606,27	622,27	622,27
Impuesto Global	683,31	683,31	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48	717,48
Tarifa de marcación	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	248,26	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	4.808,53	4.820,94	4.855,11	4.855,11	4.971,11	4.971,11	4.971,11	5.029,11	5.261,11	5.377,11	5.494,71	5.494,71
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen al distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público												
Sobretasa	1.298,10	1.313,34	1.328,41	1.341,88	1.355,30	1.368,51	1.378,80	1.388,71	1.399,12	1.411,50	1.425,53	1.437,03
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	5.960,37	6.092,22	6.227,73	6.278,04	6364,00	6.564,15	6.595,79	6.612,29	6.662,55	6.698,67	7.650,56	7.728,48

Fuente: Minminas-UPIME

**PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2006
PESOS CORRIENTES / GALÓN**

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	3.889,19	3.889,19	3.890,19	3.889,19								
IVA	622,27	622,27	622,43	622,27								
Impuesto Global	717,48	717,48	749,77	749,77								
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10								
Tarifa estampilla de transporte	260,67	280,59	280,59	280,59								
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	5.494,71	5.514,63	5.548,08	5.546,92								
Margen al distribuidor mayorista												
Precio Máximo en Planta de Abasto												
Margen al distribuidor minorista												
Pérdida por evaporación												
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.												
Precio Máximo de Venta al Público												
Sobretasa	1.452,71	1.464,24	1.477,50	1.490,37								
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	7.760,83	7.760,03	7.741,94	7.769,56								

Fuente: Minminas-UPIME

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 1999 PESOS CORRIENTES / GALÓN												
COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	551,15	599,03	536,55	623,99	755,51	797,94	780,82	801,15	895,33	928,21	960,98	960,20
IVA	88,18	95,84	85,85	99,84	120,88	127,68	124,93	128,18	143,25	148,51	144,15	144,03
Impuesto Global	294,29	294,29	338,43	338,43	338,43	338,43	338,43	338,43	338,43	338,43	338,43	338,43
Tarifa estampilla de transporte	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10	159,10
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	1.092,72	1.148,26	1.119,93	1.221,36	1.373,92	1.423,15	1.403,28	1.426,86	1.536,11	1.574,25	1.602,66	1.601,76
Margen al distribuidor mayorista	70,30	70,30	70,30	70,30	70,30	70,30	70,30	70,30	70,30	70,30	70,30	70,30
Precio Máximo en Planta de Abasto	1.163,02	1.218,56	1.190,23	1.291,66	1.444,22	1.493,45	1.473,58	1.497,16	1.606,41	1.644,55	1.672,96	1.672,06
Margen al distribuidor minorista	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60
Precio Máximo de Venta al Público	1.302,62	1.358,16	1.329,83	1.431,26	1.583,82	1.633,05	1.613,18	1.636,76	1.746,01	1.784,15	1.812,56	1.811,66
Sobretasa	86,04	78,16	81,49	79,79	85,88	95,03	97,98	85,98	88,12	89,68	91,43	93,33
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	1.388,66	1.436,32	1.411,32	1.511,05	1.669,70	1.728,08	1.711,16	1.722,74	1.834,13	1.873,83	1.903,99	1.904,99

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2000 PESOS CORRIENTES / GALÓN												
COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	944,59	946,38	946,38	971,94	987,24	972,18	983,45	982,11	982,11	991,84	1.004,00	1.003,33
IVA	141,69	141,96	141,96	145,79	148,09	145,83	147,52	147,32	147,32	148,78	150,60	150,50
Impuesto Global	338,43	338,43	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27	372,27
Tarifa estampilla de transporte	159,10	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	1.583,81	1.601,77	1.635,61	1.665,00	1.682,60	1.665,28	1.678,24	1.676,70	1.676,70	1.687,89	1.701,87	1.701,10
Margen al distribuidor mayorista	70,30	78,30	78,30	78,30	86,00	86,00	86,00	86,00	89,90	89,90	94,00	94,00
Precio Máximo en Planta de Abasto	1.654,11	1.680,07	1.713,91	1.743,30	1.768,60	1.751,28	1.764,24	1.762,70	1.766,60	1.777,79	1.795,87	1.795,10
Margen al distribuidor minorista	130,00	143,00	143,00	143,00	147,00	147,00	147,00	147,00	153,70	153,70	159,70	159,70
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	9,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60	10,60
Precio Máximo de Venta al Público	1.793,71	1.833,67	1.867,51	1.896,90	1.926,20	1.908,88	1.921,84	1.920,30	1.930,90	1.942,09	1.966,17	1.965,40
Sobretasa	95,22	97,67	100,05	102,74	105,06	106,78	108,16	109,70	111,12	112,04	112,83	113,60
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	1.888,93	1.931,34	1.967,56	1.999,64	2.031,26	2.015,66	2.030,00	2.030,00	2.042,02	2.054,13	2.079,00	2.079,00

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2001
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.003,33	1.017,89	1.017,89	1.025,02	1.031,25	1.030,71	1.030,10	1.054,84	1.062,34	1.082,24	1.102,14	1.122,04
IVA	160,53	162,86	162,86	164,00	165,00	164,91	164,82	168,77	169,97	173,16	176,34	179,53
Impuesto Global	372,27	372,27	402,05	402,05	402,05	402,05	402,05	353,61	333,79	333,79	333,79	333,79
Tarifa estampilla de transporte	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	185,65	190,00	190,00	190,00	190,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	1.711,13	1.728,02	1.757,80	1.766,07	1.773,30	1.772,67	1.771,97	1.762,86	1.756,10	1.779,19	1.802,27	1.825,36
Margen al distribuidor mayorista	94,00	95,39	95,39	95,39	95,39	95,39	95,39	101,07	103,39	103,39	103,39	103,39
Precio Máximo en Planta de Abasto	1.805,13	1.823,41	1.853,19	1.861,46	1.868,69	1.868,06	1.867,36	1.863,93	1.859,49	1.882,58	1.905,66	1.928,75
Margen al distribuidor minorista	159,70	169,58	169,58	169,58	169,58	169,58	169,58	178,81	182,58	182,58	182,58	182,58
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	10,60	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
Precio Máximo de Venta al Público	1.975,43	2.004,52	2.034,30	2.042,57	2.049,80	2.049,17	2.048,47	2.054,27	2.053,60	2.076,69	2.099,77	2.122,86
Sobretasa	114,37	115,45	116,13	116,96	117,69	118,31	119,01	119,65	120,32	120,93	121,60	122,27
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	2.089,80	2.119,97	2.150,43	2.159,53	2.167,49	2.167,48	2.167,48	2.173,92	2.173,92	2.197,62	2.221,37	2.245,13

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2002
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.131,71	1.148,21	1.148,21	1.187,40	1.187,40	1.186,61	1.185,83	1.185,05	1.204,00	1.223,69	1.234,00	1.248,19
IVA	181,07	183,71	183,71	189,98	189,98	189,86	189,73	189,61	192,64	195,79	197,44	199,71
Impuesto Global	333,79	333,79	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82	353,82
Tarifa estampilla de transporte	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	190,00	192,00	192,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	1.836,57	1.855,71	1.875,74	1.921,20	1.921,20	1.920,29	1.919,38	1.918,48	1.940,46	1.963,30	1.977,26	1.993,72
Margen al distribuidor mayorista	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	108,39	112,02	112,02
Precio Máximo en Planta de Abasto	1.944,96	1.964,10	1.984,13	2.029,59	2.029,59	2.028,68	2.027,77	2.026,87	2.048,85	2.071,69	2.089,28	2.105,74
Margen al distribuidor minorista	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	190,58	196,95	196,95
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53	11,53
Precio Máximo de Venta al Público	2.147,07	2.166,21	2.186,24	2.231,70	2.231,70	2.230,79	2.229,88	2.228,98	2.250,96	2.273,80	2.297,76	2.314,22
Sobretasa	123,06	123,92	124,72	125,48	126,43	127,34	128,25	129,15	130,03	131,01	132,00	132,99
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	2.270,13	2.290,13	2.310,96	2.357,18	2.358,13	2.358,13	2.358,13	2.358,13	2.380,99	2.404,81	2.429,76	2.447,21

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética
e/s. Estaciones de Servicio
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

**PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2003
PESOS CORRIENTES / GALÓN**

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.262,00	1.374,27	1.401,52	1.418,84	1.436,38	1.453,99	1.471,69	1.509,48	1.547,42	1.585,38	1.596,43	1.594,13
IVA	201,92	219,88	224,24	227,01	229,82	232,64	235,47	241,52	247,59	253,6608	255,43	255,06
Impuesto Global	353,82	353,82	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28	373,28
Tarifa estampilla de transporte	192,00	206,75	214,50	214,50	220,42	220,42	220,42	227,08	227,08	227,08	233,00	233,00
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2.009,74	2.154,72	2.213,54	2.233,63	2.259,90	2.280,33	2.300,86	2.351,36	2.395,37	2.439,40	2.458,14	2.455,47
Margen al distribuidor mayorista	120,02	120,02	120,02	120,02	123,52	123,52	130,52	134,02	137,52	141,02	144,52	144,52
Precio Máximo en Planta de Abasto	2.129,76	2.274,74	2.333,56	2.353,65	2.383,42	2.403,85	2.431,38	2.485,38	2.532,89	2.580,42	2.602,66	2.599,99
Margen al distribuidor minorista	208,95	208,95	208,95	208,95	214,20	214,20	224,70	229,95	235,20	240,45	245,70	245,70
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11,53	11,53	11,53	11,53	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33	12,33
Precio Máximo de Venta al Público	2.350,24	2.495,22	2.554,04	2.574,13	2.609,95	2.630,38	2.668,41	2.727,66	2.780,42	2.833,20	2.860,69	2.858,02
Sobretasa	134,19	135,16	136,35	137,89	139,35	140,98	142,76	144,69	146,91	149,27	151,78	154,44
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	2.484,43	2.630,38	2.690,39	2.712,02	2.749,30	2.771,36	2.811,17	2.872,35	2.927,33	2.982,47	3.012,47	3.012,46

**PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2004
PESOS CORRIENTES / GALÓN**

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	1.595,92	1.604,58	1.622,99	1.641,47	1.669,02	1.723,45	1.730,30	1.742,30	1.790,12	1.833,95	1.896,99	1.925,65
IVA	255,35	256,73	259,68	262,64	267,04	275,75	276,85	278,77	286,42	293,43	303,52	308,10
Impuesto Global	373,28	373,28	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81	393,81
Tarifa de marcación										3,50	3,50	3,50
Tarifa estampilla de transporte	235,32	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26	248,26
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2.459,87	2.482,85	2.524,74	2.546,18	2.578,13	2.641,27	2.649,22	2.663,14	2.718,61	2.772,95	2.846,08	2.879,32
Margen al distribuidor mayorista	148,98	152,78	156,58	160,38	169,23	173,74	174,10	170,02	166,82	162,83	165,18	194,22
Precio Máximo en Planta de Abasto	2.608,85	2.635,63	2.681,32	2.706,56	2.747,36	2.815,01	2.823,32	2.833,16	2.885,43	2.935,78	3.011,26	3.073,54
Margen al distribuidor minorista	255,65	262,10	268,55	275,00	280,28	286,68	287,70	280,54	275,25	268,67	272,54	285,62
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	13,07	13,13	13,13	13,13	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22
Precio Máximo de Venta al Público	2.877,57	2.910,86	2.963,00	2.994,69	3.040,86	3.114,91	3.124,24	3.126,92	3.173,90	3.217,67	3.297,02	3.372,38
Sobretasa	157,03	159,53	161,75	163,98	166,21	168,49	170,97	173,34	175,45	177,54	179,59	181,74
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3.034,60	3.070,39	3.124,75	3.158,67	3.207,07	3.283,40	3.295,21	3.300,26	3.349,35	3.395,21	3.476,61	3.554,12

Fuente: Minminas- UPME

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2005
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	2.010,63	2.077,27	2.078,57	2.104,01	2.124,89	2.134,21	2.139,06	2.163,67	2.207,17	2.224,28	2.309,35	2.352,38
IVA	321,70	332,36	332,57	336,64	339,98	341,47	342,25	346,19	353,15	355,88	369,50	376,38
Impuesto Global	393,81	393,81	413,50	413,50	413,50	413,50	413,50	413,50	413,50	413,50	413,50	413,50
Tarifa de marcación	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Tarifa estampilla de transporte	248,26	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67	260,67
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	2.977,90	3.067,61	3.088,81	3.118,32	3.142,54	3.153,35	3.158,98	3.187,53	3.237,99	3.257,83	3.356,52	3.406,43
Margen al distribuidor mayorista	185,00	180,79	179,13	179,77	179,96	179,10	186,62	186,02	184,56	183,72	183,50	182,46
Precio Máximo en Planta de Abasto	3.162,90	3.248,40	3.267,94	3.298,09	3.322,50	3.332,45	3.345,60	3.373,55	3.422,55	3.441,55	3.540,02	3.588,89
Margen al distribuidor minorista	272,06	265,88	263,42	264,37	264,65	263,38	279,93	279,03	276,84	275,58	275,25	273,69
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	13,22	11,66	11,63	11,53	11,48	11,47	11,47
Precio Máximo de Venta al Público	3.448,18	3.527,50	3.544,58	3.588,90	3.613,59	3.622,27	3.637,19	3.664,21	3.710,92	3.728,61	3.826,74	3.874,05
Sobretasa	184,26	187,04	190,02	192,85	195,64	198,22	200,45	203,01	205,68	208,35	210,90	214,09
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	3.632,44	3.714,54	3.734,60	3.781,75	3.809,23	3.820,49	3.837,64	3.867,22	3.916,60	3.936,96	4.037,64	4.088,14

Fuente: Minminas-UPME

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2006
PESOS CORRIENTES / GALÓN

COMPONENTES DEL PRECIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Ingreso al Productor	2.399,97	2.431,62	2.456,07	2.492,83								
IVA	384,00	389,06	392,97	398,85								
Impuesto Global	413,50	413,50	432,11	432,11								
Tarifa de marcación	3,50	3,50	3,50	3,50								
Tarifa estampilla de transporte	260,67	272,41	272,41	272,41								
Precio Máx. al Distribuidor Mayorista	3.461,64	3.510,09	3.557,06	3.599,70								
Margen al distribuidor mayorista	182,20	182,00	180,55	180,69								
Precio Máximo en Planta de Abasto	3.643,84	3.692,09	3.737,61	3.780,39								
Margen al distribuidor minorista	273,29	273,00	270,83	271,03								
Pérdida por evaporación	0,00	0,00	0,00	0,00								
Transporte planta de abasto mayorista a e/s.	11,39	11,38	11,28	11,29								
Precio Máximo de Venta al Público	3.928,52	3.976,46	4.019,72	4.062,71								
Sobretasa	216,63	219,04	221,31	223,69								
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	4.145,15	4.195,51	4.241,03	4.286,40								

Fuente: Minminas-UPME

Minas

TÍTULOS INSCRITOS EN REGISTRO MINERO NACIONAL CLASIFICADOS POR MINERAL Y DEPARTAMENTO

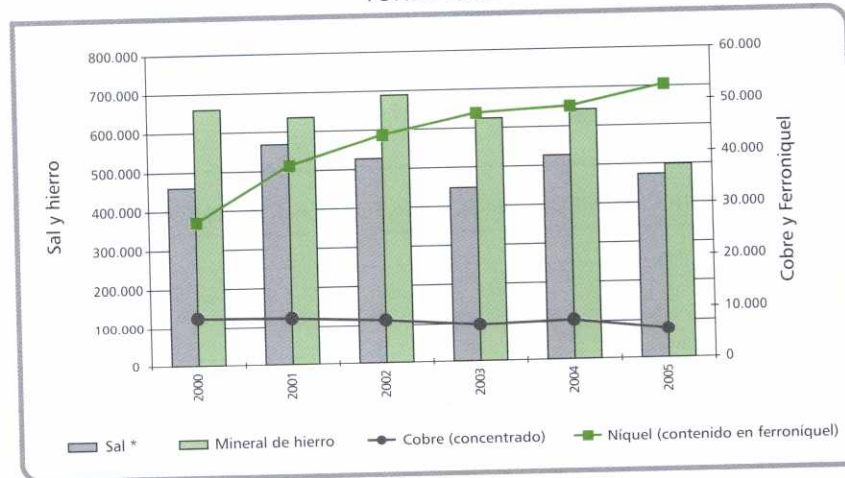
DEPARTAMENTO	MINERAL							TOTALES
	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	CARBÓN	METALES PRECIOSOS	CALIZA	ARCILLA	ESMERALDA	OTROS	
ANTIOQUIA	319	24	614	102	76	0	97	1.232
ARAUCA	8	0	0	0	0	0	0	8
ATLÁNTICO	36	0	0	14	5	0	4	59
BOLÍVAR	33	0	95	34	10	0	9	181
BOYACÁ	198	249	2	110	55	237	59	910
CUNDINAMARCA	351	174	1	17	215	64	42	864
CALDAS	46	0	130	4	12	0	20	212
CAQUETÁ	3	0	1	0	0	0	6	10
CASANARE	83	0	0	0	1	0	0	84
CAUCA	69	10	23	9	14	0	12	137
CESAR	13	27	1	8	0	0	3	52
CÓRDOBA	3	13	3	6	1	0	3	29
CHOCÓ	16	0	25	0	0	0	5	46
MAGDALENA	10	0	0	7	1	0	4	22
META	72	0	0	11	5	0	1	89
NARIÑO	70	0	47	0	2	0	2	121
GUANÍA	0	0	15	0	0	0	0	15
GUAJIRA	0	13	2	1	0	0	7	23
GUAVIARE	4	0	0	0	0	0	0	4
HUILA	54	1	11	17	10	0	48	141
NORTE DE SANTANDER	1	139	0	0	0	0	6	146
PUTUMAYO	4	0	3	0	0	0	6	13
QUINDÍO	125	0	12	0	8	0	24	169
RISARALDA	68	1	20	0	4	0	18	111
SANTANDER	103	12	108	0	30	1	105	359
SUCRE	0	0	0	0	4	0	26	30
TOLIMA	272	0	67	0	82	0	252	673
VALLE	199	28	10	0	21	0	65	323
VAUPÉS	0	0	1	0	0	0	3	4
VICHADA	0	0	0	0	0	0	11	11
TOTALES	2.160	691	1.191	340	556	302	838	6.078

Periodo: 30 de junio 2004 a 27 de abril de 2005
 Elaboró: UPME Subdirección de Información

PRODUCCIÓN DE ALGUNOS MINERALES
2000 - 2005

MINERAL	UNIDAD	2000	2001	2002	2003	2004 PR	2005 PR
Metales y Piedras Preciosas (1)							
Oro	Kilogramos	37.018	21.813	20.823	46.515	37.739	35.783
Plata	Kilogramos	7.970	7.242	6.986	9.511	8.539	7.142
Platino	Kilogramos	339	673	661	828	1.209	1.082
Esmeraldas*	Miles de Quilates	8.453	5.499	5.391	8.963	9.825	6.746
Minerales Industriales							
Sal terrestre (2)	Toneladas	177.690	184.278	191.554	199.364	231.721	162.941
Sal marina (2)	Toneladas	282.188	384.159	335.783	247.901	294.343	311.055
Azufre (3)	Toneladas	91.966	69.344	60.162	73.024	97.586	64.660
Caliza para cemento (4)	Toneladas**	9.440.789	9.074.801	9.046.644	9.887.119	10.086.950	8.814.774
Minerales Metálicos							
Cobre (concentrado) (5)	Toneladas	9.501	9.243	8.526	7.270	7.840	5.800
Mineral de hierro (6)	Toneladas	660.109	636.837	688.650	625.002	642.546	498.623
Ni contenido en Ferroniquel (1)	Toneladas (7)	25.883	38.172	43.402	46.482	48.016	50.760
Minerales Combustibles							
Carbón (1)	Miles de Toneladas	38.242	43.911	39.484	50.028	53.693	59.064

PRODUCCIÓN DE ALGUNOS MINERALES
2000 - 2005
TONELADAS

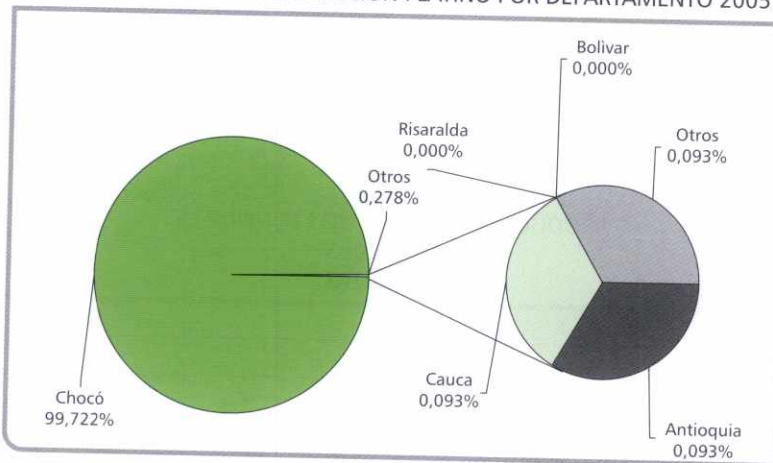


Fuentes: (1): Minercol (2000 - 2003) Ingeominas (2004- 2005 Trimestre I) Cerrromatoso;
 (2): IFI Concesión Salinas, Trimestre I; (3): Emicauca; (4): Basado en Cifra de producción de cemento reportada por ICPC (5) : Miner S.A, concentrado de cobre, 2005 Trim I
 (6) : Acerías Paz del Río (2005 proyección semestre I; producido trim I: 164.257 t)
 (7) : Datos suministrados por Cerrromatoso 2006
 (Pr): Información preliminar.
 * Equivale a las esmeraldas Exportadas
 **Resultado de multiplicar la producción de clínker reportada por el ICPC por un factor de 1,56, producción a tercer trimestre
 Elaboró: Upme - Subdirección de Información Minero Energética

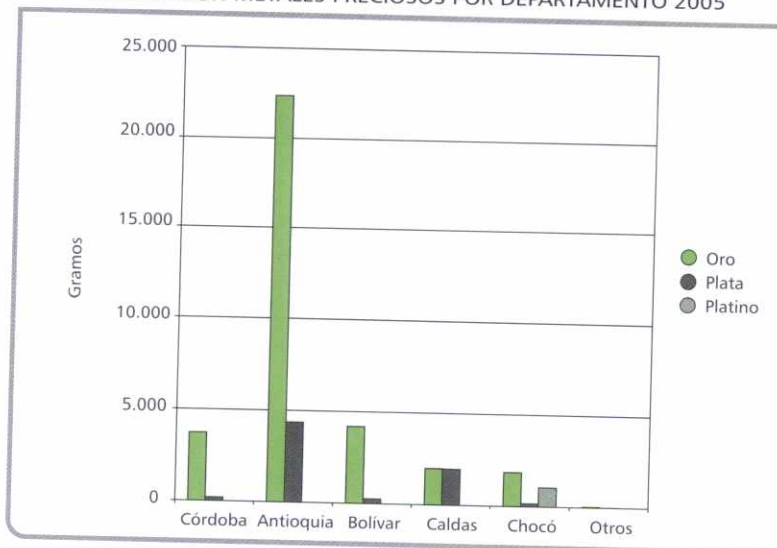
PRODUCCIÓN DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO 2000 - 2005
MILES DE GRAMOS

DEPARTAMENTO	ORO						PLATA						PLATINO					
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Antioquia	15.098	10.022	10.998	27.071	22.879	22.376	4.084	4.260	4.155	6.481	5.198	4.364	3	2	3	5	5	1
Bolívar	1.539	2.179	1.869	6.875	2.949	4.194	120	162	22	404	204	269	0	0	0	3	1	0
Caldas	605	645	796	1.099	1.331	2.013	919	1.190	1.332	1.358	1.750	1.983	0	1	0	0	0	0
Cauca	423	451	391	446	361	350	27	72	101	52	34	11	1	3	2	3	2	1
Chocó	1.001	855	606	1.204	851	1.882	95	86	60	474	118	185	332	665	652	828	1.193	1.078
Córdoba	17.267	6.742	5.486	8.211	7.227	3.721	2.660	1.384	1.265	644	927	200	0	0	0	0	0	1
Guainía	2	3	1	16	148	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Huila	1	4	1	7	8	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nariño	574	253	163	686	300	204	23	42	20	26	14	14	2	1	1	0	0	0
Risaralda	58	61	67	74	61	35	19	20	24	20	12	9	0	0	0	0	1	0
Santander	281	23	23	94	651	521	17	5	6	10	45	21	0	0	0	0	0	0
Tolima	31	32	135	409	298	238	3	15	2	23	78	69	0	0	0	0	0	0
Valle del Cauca	74	350	191	264	107	114	4	6	nd	9	3	2	2	1	3	2	0	0
Vaupés	31	13	7	8	12	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros (*)	34	182	89	48	557	51	1	1	1	9	160	16	0	1	0	0	7	1
Total	37.018	21.813	20.823	46.512	37.740	35.783	7.971	7.242	6.988	9.510	8.543	7.143	339	674	661	841	1.209	1.083

PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PLATINO POR DEPARTAMENTO 2005



PRODUCCIÓN METALES PRECIOSOS POR DEPARTAMENTO 2005

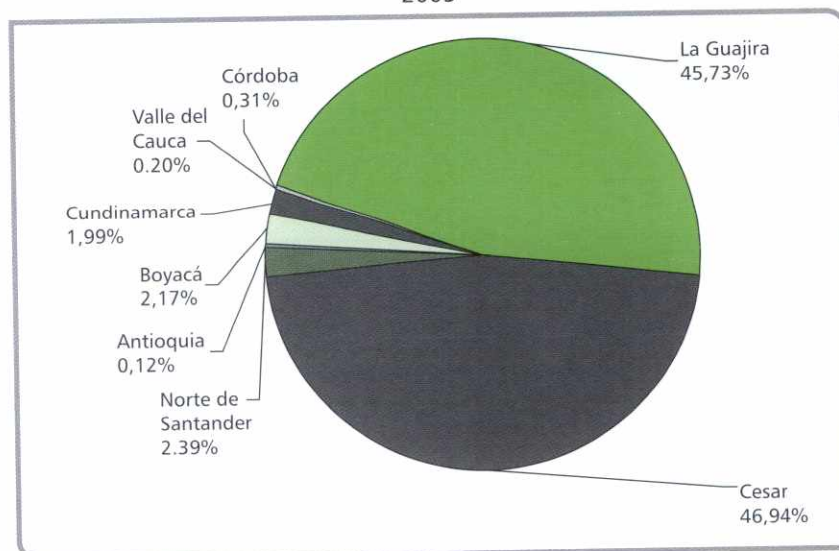


Fuente: 2000 - 2003 Minercol Ltda; 2004 - 2005 Ingeominas.
(*) Otros incluye los departamentos de Amazonas, Caquetá, Putumayo, Quindío y Sucre.
Datos según información para pago de Regalías y demás contraprestaciones económicas
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN POR ZONAS 2000 - 2005
MILES DE TONELADAS

ZONA CARBONIFERA	PROYECTOS	2000	2001	2002	2003			2004 (PR)	2005
					TÉRMIICO	METALÚRGICO	TOTAL		
La Guajira	Zona Norte	18.400	19.405	15.035	16.461	0	16.461	20.458	18.782
	Carbones Colombianos del Cerrejón	800	1.002	833	800	0	800	601	737
	Carbones del Cerrejón	2.900	3.269	1.625	4.210	0	4.210	2.307	1.777
	Carbones del Cerrejón - Oreganal consocio cerrejón-area patilla			584	1.113	0	1.113	1.181	1.002
Total La Guajira		22.100	23.676	18.077	22.584	0	22.584	24.547	27.179
Cesar	La Loma - Drummond	8.874	12.336	12.967	16.363	0	16.363	20.454	21.464
	Carboandes	285	314	798	1.423	0	1.423	394	685
	Carbones del Caribe (1)	2.020	1.916	1.723	2.310	0	2.310	2.387	1.836
	Consortio Minero Unido	750	713	810	1.023	0	1.023	1.071	1.349
	Cerrolargo Centro	100	0		0	0	0	0	0
	C.I. Prodeco S.A			34	0	0	0	612	1.502
	Siminera	0	0		0	0	0	0	0
	Norcarbón	0	16		0,5	0	1	77	150
	Sororia	0	90	54	32	0	32	33	
	compañía carbones del cesar								724
	Total Cesar		12.029	15.385	16.385	21.152	0	21.152	25.028
Total Córdoba	La Guacamaya	100	141	119	204	0	204	351	183
Interior del País	Antioquia	700	648	674	780	0	780	257	71
	Boyacá	1.200	1.765	1.549	1.444	456	1.900	1.204	1.280
	Cundinamarca	970	1.029	1.440	1.020	480	1.500	917	1.176
	Norte de Santander	760	929	906	1.168	432	1.600	1.283	1.404
	Valle del Cauca	294	242	272	269	0	269	106	32
	Santander	0	0		0	0	0	0	0
	Cauca	89	96	62	39	0	39	-	29
Total Interior		4.013	4.709	4.903	4.720	1.368	6.088	3.767	3.992
Total Nacional		38.242	43.911	39.484	48.660	1.368	50.028	53.693	59.064

PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN POR ZONAS
2005

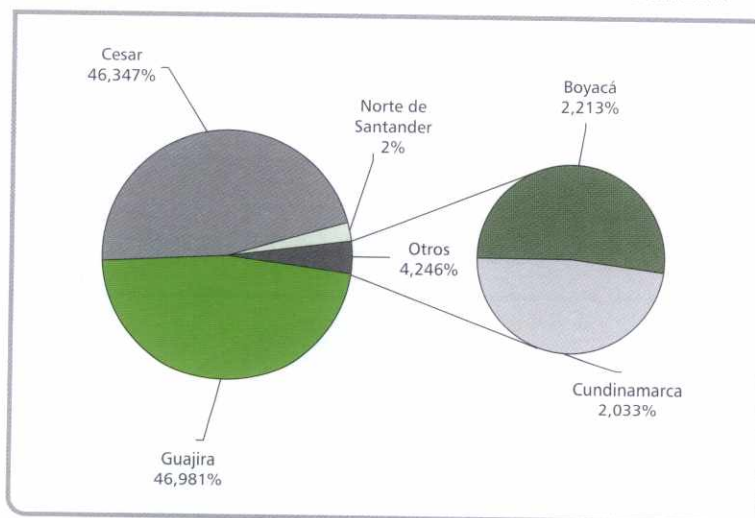


Fuente: Minercol 2000 - 2003; Ingeominas 2004 - 2005
(1): A partir de 2005 se denomina Carbones de La Jagua S.A.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

EXPORTACIONES NACIONALES DE CARBÓN POR ZONAS Y PROYECTOS 2000 - 2005
MILES DE TONELADAS

ZONA CARBONIFERA	PROYECTO	2000	2001	2002	2003			2004	2005
					TÉRMIICO	METALÚRGICO	TOTAL		
La Guajira	Cerrejón Zona Norte	19.200	18.058	15.389	17.840		17.840	14.674	18.782
	Consorcio Cerrejón - Patilla	0	0	0	1.987		1.987	5.784	4.881
	Carbones Colombianos del Cerrejón - La Comunidad	800	1.002	833	750		750	600	737
	Carbones del Cerrejón - La Comunidad	2.941	3.269	2.280	1.842		1.842	2.307	1.777
	Carbones del Cerrejón - Oreganal	0	0	812	1.060		1.060	1.181	1.003
Total La Guajira		22.941	22.329	19.314	23.479	0	23.479	24.546	27.180
Cesar	La Loma - Drummond	8.678	12.290	12.690	16.397		16.397	20.454	21.464
	Carboandes	270	304	526	1.053		1.053	394	685
	Carbones del Caribe (1)	1.910	1.759	1.640	1.454		1.454	1.942	1.836
	Consorcio Minero Unido	750	713	789	1.011		1.011	1.058	1.326
	C.I. Prodeco S.A	0	0	0	0		0	612	1.502
	Norcarbón	0	16	0	0		0	65	
	Sororia	0	90	54	32		32	33	
Total Cesar		11.608	15.172	15.699	19.947	0	19.947	24.558	26.813
Cordoba Interior del País	La Guacamalla		30				0	93	103
	Antioquia	0	60	20	10	0	10	0	71
	Boyacá	168	187	365	117	533	650	262	1.280
	Cundinamarca	254	433	455	215	274	489	370	1.176
	Norte de Santander	420	657	657	716	353	1.069	1.073	1.404
Total Interior		842	1.337	1.497	1.058	1.160	2.218	1.705	3.931
Total		35.391	38.868	36.510	44.484	1.160	45.644	50.902	58.028

PARTICIPACIÓN REGIONAL EN LAS EXPORTACIONES DE CARBÓN 2005



Fuente: 2000 - 2003 Minercol Ltda; 2004 Ingeominas.
(1): A partir de 2005 se denomina Carbones de La Jagua S.A.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

CONSUMO DE CARBÓN POR SECTORES 2000 - 2004
MILES DE TONELADAS

SECTOR	2000	2001	2002	2003	2004 (Pr)
Eléctrico	746	914	877	1.187	655
Industrial (1)	3.304	3.067	2.863	2.447	2.319
Residencial	109	114	102	101	100
Total (2)	4.159	4.095	3.842	3.735	3.074

Fuente: UPME
Valores según ajustes realizados a estudios ejecutados por la UPME durante 2004 y 2005.
Cálculo consumo del sector eléctrico con base en la eficiencia de las plantas termoeléctricas.
(Pr) Preliminar. Estimado Upme
(1) Incluye Cogeneración. (2) Incluye inventarios.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

PRECIOS PROMEDIOS INTERNOS DE CARBÓN MINERAL Y COQUE*
2000 - 2005

	UNIDADES	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Carbón **	\$ corrientes / ton	29.234	30.046	33.220	41.355	75.040	55.762
	US\$ corrientes / ton	14,00	13,07	13,25	14,37	28,57	20,66
Coque	\$ corrientes / ton	82.000	82.000	85.000	83.600	280.000	270.000
	US\$ corrientes / ton	39,30	35,70	33,90	29,99	106,62	100,00

Fuente: UPME (Estimación según datos suministrados por diversos agentes)

* Precios en boca mina y planta de consumo

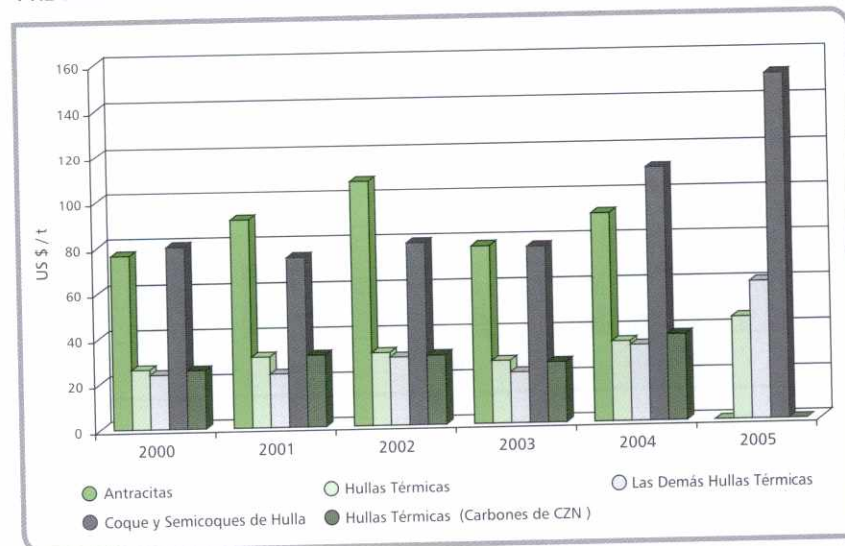
** 2000 - 2003 Carbón en termoeléctricas; 2004 - 2005 en planta de consumo de variadas fuentes

Elaboró: UPME - Subdirección de Información

PRECIOS PROMEDIOS FOB DE EXPORTACIÓN DE CARBÓN MINERAL Y COQUE 2000 - 2005
US\$ / T

TIPO DE CARBÓN	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Antracitas	76,44	91,60	107,50	78,01	91,48	nd
Hullas Térmicas	26,11	31,15	32,00	27,59	35,11	45,06
Las Demás Hullas Térmicas	23,78	23,40	30,00	22,3	33,41	60,52
Coque y Semicoques de Hulla	79,85	74,60	79,80	77,36	111,16	151,62
Hullas Térmicas (Carbones de CZN)	25,50	31,5	30,62	26,62	37,78	nd

PRECIOS FOB DE EXPORTACIÓN DE CARBÓN MINERAL Y COQUE 2000- 2005



Fuente: DANE y UPME.

CZN: Carbón en el Cerrejón Zona Norte; precios 2000 - 2003 actualizados según estudio

"Evaluación de la Demanda Potencial del Carbón Colombiano en el Mercado Nacional e Internacional" -

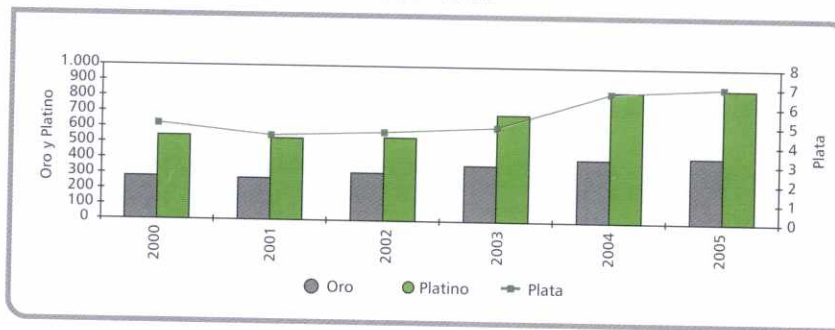
UPME, 2005

Elaboró: UPME - Subdirección de Información

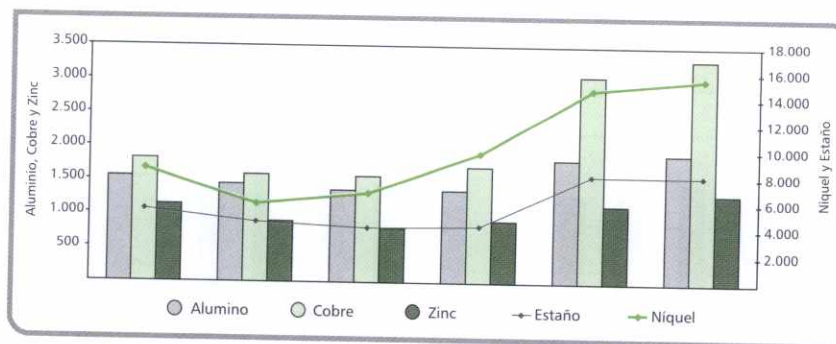
PRECIOS INTERNACIONALES PROMEDIO DE ALGUNOS MINERALES
2000 - 2005

MINERAL	ORO	PLATA	PLATINO	ESTAÑO	PLOMO	ALUMINIO	COBRE	ZINC	NIQUEL	CARBÓN 1/
AÑO	US / ONZA TROY			US / TON						
2000	279,0	5,00	544,5	5.429,0	454,4	1.545,7	1811,2	1.127,8	8.611,5	26,8
2001	271,1	4,40	528,7	4.478,3	476,1	1.439,0	1575,6	883,1	5.921,4	31,0
2002	309,8	4,6	539,6	4.060,1	452,7	1.349,6	1559,4	778,7	6.771,8	30,8
2003	363,5	4,9	692,6	4.200,0	480,0	1.350,0	1.700,0	900,0	9.835,2	32,9
2004	409,2	6,7	845,7	8.106,4	956,6	1.809,0	3.057,1	1.136,6	14.685,5	58,8
2005	426,5	7,0	865,3	8.094,0	980,0	1.898,0	3.299,0	1.311,0	15.547,0	56,7

PRECIOS INTERNACIONALES PROMEDIO DE LOS METALES PRECIOSOS
U\$ / OZ TROY
2000 - 2005



PRECIOS PROMEDIO DE ALGUNOS METALES - US\$ / TONELADA
2000 - 2005



Fuente: Bolsa de Metales de Londres (LME); Banco Mundial; DANE
1/: 2000 a 2001: Promedio FOB de exportación de todos los tipos de carbón exportados desde Colombia.
2002 a 2004: Promedio sólo considerando hullas térmicas.
Precio carbón 2003 a 2005 según cálculo UPME para carbones de Puerto Bolívar con calidades entre 1300 y 1600 BTU.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

VOLUMEN DE LA EXPORTACIÓN MENSUAL DE ESMERALDAS 2000 - 2005
MILES DE QUILATES

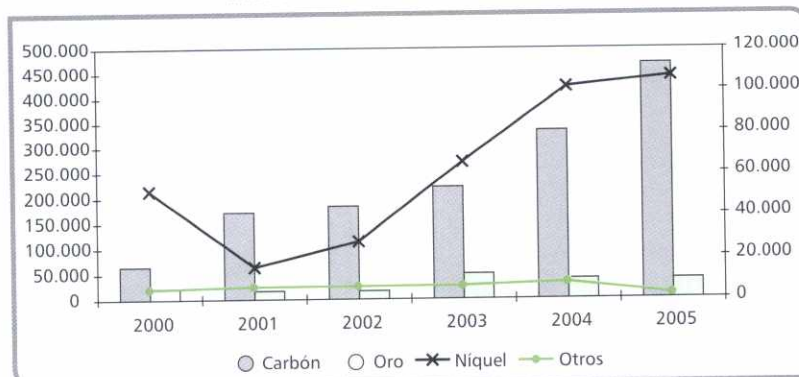
MES	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	787	554	190	340	1.487	1.582
Febrero	378	1.156	191	1.022	819	880
Marzo	713	79	784	122	706	419
Abril	607	169	290	953	426	427
Mayo	1.324	785	452	1.092	822	59
Junio	566	613	241	552	264	412
Julio	389	216	66	406	1.236	403
Agosto	160	570	278	1.023	1.099	587
Septiembre	1.212	405	1.282	652	883	1.064
Octubre	545	226	1.116	415	1.000	231
Noviembre	416	157	370	1.344	714	321
Diciembre	1.356	569	131	1.043	369	363
Total	8.454	5.499	5.390	8.964	9.825	6.747

Fuente: 2000 - 2003 Minercol Ltda; 2004 - 2005 Ingeominas.
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

REGALÍAS, IMPUESTOS Y COMPENSACIONES RECAUDADAS
DE ALGUNOS MINERALES 2000 - 2005
MILLONES DE PESOS CORRIENTES

MINERAL	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Oro*	22.486	16.361	16.128	49.042	39.154	35.311
Plata	84	87	77	135	129	nd
Platino	490	1.225	1.120	1.229	3.418	nd
Ferro-níquel	51.371	15.182	27.148	64.928	101.285	106.271
Carbón	64.859	171.526	183.513	221.012	334.168	468.327
Esmeraldas	3.122	3.364	3.679	3.753	3.147	3.661
Hierro	1.192	1.310	1.246	1.211	1.058	1.919
Impuesto oro y plata otros					3.259	3.441
						2.352
Total	143.605	209.056	232.911	341.310	485.618	622.186

REGALÍAS, IMPUESTOS Y COMPENSACIONES
RECAUDADOS DE LOS PRINCIPALES MINERALES
2000 - 2004
MILLONES DE PESOS CORRIENTES



Fuente: 2000 - 2003 Minercol. 2004 - 2005 Ingeominas
* total metales preciosos
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

PRECIOS EN BOCA MINA DE MINERALES PARA LA LIQUIDACIÓN DE REGALÍAS PESOS CORRIENTES

MINERAL	PORCENTAJE BASE DE LIQUIDACIÓN (ART. 16 LEY 756/02)	UNIDAD DE MEDIDA	RES. 0145 28 JUN 02	RES. 0377 23 DIC.02	RES. 0291 26 JUN 03	RES. 0500 18 DIC.03	RES. 0319 28 JUN 04	RES. 0764 23 DIC 04	RES. 0295 30 JUN 2005	RES. 0561 22 DIC 2005
Carbón(explotación mayor a 3 millones de toneladas anuales)	10%									
Carbón (explotación menor a 3 millones de toneladas anuales)	5%									
Carbón para Consumo Interno		Ton	19.594,00	19.594,00	20.630,00	22.200,00	26.434,00	32.024,00	47.897,00	42.100,00
Carbón de Exportación		Ton								
Productores Zona Costa Norte		Ton	36.421,00	42.911,58	39.678,00	42.572,00	50.691,00			
Térmico		Ton						61.412,00	98.488,00	78.650,00
Productores Zona Norte de Santander		Ton	26.241,00	26.241,00	25.461,00	26.555,00	31.619,00			
Térmico		Ton						38.307,00	68.254,00	61.000,00
Metalúrgico		Ton						48.063,00	97.059,00	94.550,00
Antracitas		Ton						159.096,00	161.042,00	161.250,00
Productores Zona Antioquia, Cundinamarca, Boyacá y Valle		Ton	29.248,00	29.248,00	29.248,00	30.504,00	36.321,00			
Térmico		Ton						44.003,00	49.424,00	44.000,00
Metalúrgico		Ton						50.016,00	78.204,00	70.000,00
Antracitas		Ton						159.096,00	161.042,00	161.250,00
Arcillas Bentoníticas	1%	Ton	5.576,00	5.576,00	6.153,12	7.683,00	8.414,00	8.327,00	8.327,00	8.327,00
Arcillas Caolinticas	1%	Ton	12.650,00	12.650,00	13.959,28	13.988,00	15.320,00	15.162,00	15.162,00	15.162,00
Arcillas cerámicas	1%	Ton	4.097,00	3.213,93	3.214,00	3.956,00	4.333,00	4.288,00	4.288,00	4.288,00
Arcillas ferruginosas	1%	Ton	4.097,00	3.213,93	3.214,00	3.956,00	4.333,00	4.288,00	4.288,00	4.288,00
Arcillas miscelaneas	1%	Ton	4.097,00	3.213,93	3.214,00	3.956,00	4.333,00	4.288,00	4.288,00	4.288,00
Arcillas Refractarias	1%	Ton	7.417,00	7.417,00	7.417,00	6.937,00	7.597,00	7.519,00	7.519,00	7.519,00
Arena	1%	Ton								
Arena de Cantera	1% y 3% 1/	m ³	7.160,00	7.160,00	7.160,00	7.175,00	7.175,00	7.101,00	7.101,00	7.101,00
Arena de Rio (arenas lavadas)	1% y 3% 1/	m ³	2.862,00	2.862,00	3.158,22	4.373,00	4.789,00	4.740,00	4.740,00	4.740,00
Arenas Silíceas	3%	Ton	7.860,00	7.860,00	8.673,51	9.502,00	10.406,00	10.299,00	10.299,00	10.299,00
Asbesto	3%	Ton	9.035,00	9.035,00	9.970,12	9.990,00	10.941,00	10.828,00	10.828,00	10.828,00
Asfaltita	3%	m ³	16.000,00	16.000,00	17.656,00	17.693,00	19.377,00	19.177,00	19.177,00	19.177,00
Azufre	3%	Ton	8.126,00	8.126,00	8.126,00	8.143,00	8.918,00	8.826,00	8.826,00	8.826,00
Barita	3%	m ³	47.440,00	47.440,00	52.350,00	52.460,00	57.454,00	56.862,00	56.862,00	56.862,00
Basalto	3%	Ton	47.440,00	47.440,00	4.500,00	4.509,00	4.938,00	4.887,00	4.887,00	4.887,00
Bauxita	3%	Ton	15.000,00	15.000,00	16.552,50	16.586,00	18.165,00	17.623,00	17.623,00	17.623,00
Calcita	3%	Ton								
Carbonato de Calcio 2/	3%	Ton	33.080,00	33.080,00	36.503,78	36.580,00	40.062,00	39.649,00	39.649,00	39.649,00
Caliza	1%	Ton	5.897,00	6.743,35	4.938,00	4.767,00	5.221,00	5.167,00	6.646,00	6.646,00
Concentrados Polimetálicos 3/	4% y 5%	Grs								
Cuarzo	3%	Ton	0,00	0,00	8.673,51	10.109,00	11.071,00	10.957,00	10.957,00	10.957,00
Diabasa	3%	m ³	0,00	0,00	4.500,00	5.559,00	6.353,00	6.288,00	6.288,00	6.288,00
Dolomita	3%	Ton	8.921,00	8.921,00	8.921,00	8.940,00	9.791,00	9.690,00	9.690,00	9.690,00
Esmeraldas	4/									
Feldspatos	4/									
Fluorita	3%	Ton	17.520,00	17.520,00	17.520,00	11.425,00	14.740,00	14.588,00	14.961,00	14.961,00
Grafito	3%	Ton	87.658,00	87.658,00	96.731,00	96.934,00	106.161,00	105.067,00	105.067,00	105.067,00
Granito (bloque mayor o igual a 1 m3)	3%	Ton	13.489,00	13.489,00	14.885,11	14.916,00	16.336,00	16.168,00	16.168,00	16.168,00
Granito (bloque menor a 1 m3)	3%	m ³	392.500,00	392.500,00	433.124,00	450.943,00	493.868,00	488.780,00	488.780,00	488.780,00
Gravas de Cantera	3%	m ³	160.000,00	160.000,00	176.560,00	176.930,00	193.772,00	191.776,00	191.776,00	191.776,00
Gravas de Rio	1% y 3% 1/	m ³	7.161,00	7.161,00	7.901,00	9.578,00	9.578,00	9.479,00	9.479,00	9.479,00
Mármol Travertino	1% y 3% 1/	m ³	2.862,00	2.862,00	3.158,22	4.257,00	4.662,00	4.614,00	4.614,00	4.614,00
Mármol (bloque mayor o igual a 1 m3)	3%	m ³								
Mármol (bloque menor a 1 m3)	3%	m ³	95.823,00	95.823,00	105.741,00	105.741,00	115.806,00	114.613,00	114.613,00	114.613,00
Mármol en Rajón	3%	m ³	31.343,00	31.343,00	34.587,00	34.660,00	37.959,00	37.568,00	37.568,00	37.568,00
Micas: Vermiculita, Moscovita, Biotita	3%	Ton	12.000,00	12.000,00	12.000,00	12.025,00	13.170,00	13.034,00	14.250,00	14.250,00
Mineral de Hierro	5%	Ton	29.000,00	29.000,00	32.002,00	32.069,00	35.122,00	34.760,00	34.760,00	34.760,00
Magnesio	5%	Ton	13.674,00	12.297,00	16.566,00	16.997,00	17.226,00	17.375,00	17.375,00	17.375,00
Mineral de Manganeso	5%	Ton	52.000,00	52.000,00	57.382,00	81.479,00	75.000,00	75.648,00	75.648,00	75.648,00
Niquel	5%	Ton	105.000,00	52.000,00	115.868,00	115.868,00	117.430,00	118.444,00	118.444,00	118.444,00
Oro	8% y 12% 5/	Lb								
Oro de aluvión en contratos de concesión	4%	Grs								
Piedra Arenisca - Piedra Bogotana	6%	Grs								
Plata	3%	m ³	100.000,00	100.000,00	110.350,00	150.209,00	144.947,00	143.454,00	143.454,00	143.454,00
Puzolanas	4%	Grs								
Recebo	3%	Ton	6.760,00	6.760,00	7.460,00	7.476,00	8.188,00	8.104,00	8.104,00	8.104,00
Roca Coralina bloque mayor o igual a 1 m3	1% y 3% 1/	m ³	1.779,00	1.779,00	1.963,00	1.904,00	2.085,00	2.064,00	2.064,00	2.064,00
Roca Coralina bloque menor a 1 m3	3%	m ³	180.000,00	180.000,00	198.630,00	199.046,00	217.993,00	215.747,00	215.747,00	215.747,00
Roca Fosfórica	3%	m ³	75.000,00	75.000,00	82.763,00	82.936,00	90.831,00	89.895,00	89.895,00	89.895,00
Sal marina	3%	Ton	19.449,00	19.326,00	21.326,00	27.025,00	29.598,00	29.293,00	29.293,00	29.293,00
Sal terrestre	12%	Ton	18.852,00	18.852,00	18.852,00	27.775,00	30.419,00	30.106,00	30.106,00	30.106,00
Sal terrestre zona de Upin	12%	Ton	34.477,00	34.477,00	34.477,00	21.455,00	23.486,00	23.244,00	27.538,00	27.538,00
Serpentina bloque mayor o igual a 1 m3	12%	Ton	19.846,00	19.846,00	19.846,00	19.846,00	21.735,00	21.511,00	21.511,00	21.511,00
Serpentina bloque menor a 1 m3	3%	m ³	247.500,00	247.500,00	273.116,00	273.688,00	299.740,00	296.652,00	296.652,00	296.652,00
Serpentina en Rajón	3%	Ton	115.000,00	115.000,00	126.902,00	127.168,00	139.273,00	137.838,00	137.838,00	137.838,00
Serpentina (Silicato de Magnesio)	3%	Ton	0,00	6.456,00	6.456,00	39.942,00	43.744,00	43.293,00	43.293,00	43.293,00
Talco	3%	Ton	14.573,00	14.573,00	16.000,00	16.034,00	17.560,00	17.379,00	17.379,00	17.379,00
Talco Tipo Verde	3%	Ton	14.573,00	14.573,00	13.282,00	27.613,00	30.241,00	29.929,00	29.929,00	29.929,00
Talcos Impuros o amarillos	3%	Ton								
Travertino y calizas cristalinas en bloque mayor o igual a 1 m3	3%	m ³	275.250,00	275.250,00	303.738,00	304.375,00	333.348,00	329.914,00	329.914,00	329.914,00
Travertino y calizas cristalinas en bloque menor a 1 m3	3%	m ³	87.500,00	87.500,00	96.556,00	96.758,00	105.968,00	104.876,00	104.876,00	104.876,00
Yeso	3%	Ton	24.872,00	12.500,00	14.085,00	31.294,00	34.273,00	33.920,00	33.920,00	33.920,00

1/ Ley 756 establece 1% para materiales de construcción y 3% para minerales no metálicos

2/ En Resoluciones anteriores se identifica como caliza

3/ Para la liquidación de regalías de los metales preciosos y no preciosos exportados en concentrados polimetálicos, se tomará como base el precio de cada metal en el mercado externo fijado por la Bolsa de Metales de Londres (LME).

4/ Las regalías para las esmeraldas se regirán según lo establecido en la Resolución 8 1938 de agosto 23 de 1995 y 8 2187 de septiembre 20 de 1995.

5/ Para el Contrato vigente de Cerromotoso se aplicará el 4% a regalías y el restante 4% a compensaciones. Para los contratos futuros o prórrogas se aplicará el 7% a título de regalías y el restante 5% a compensaciones, de acuerdo con el Parágrafo 4º

6/ En las nuevas concesiones o en las prórrogas del contrato vigente, para la fijación del precio básico en boca o borde de mina para la liquidación de las regalías y compensaciones monetarias se tomará como base el promedio ponderado del precio FOB en puertos.

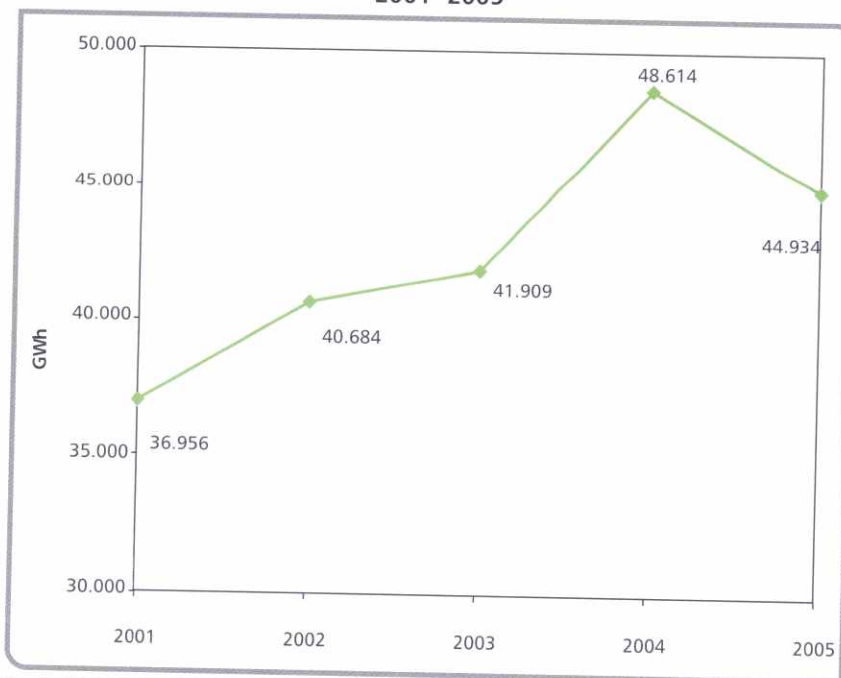
7/ El valor de gramo oro, plata y platino en boca de mina para liquidar las regalías, será del ochenta por ciento (80%) del precio internacional promedio del último mes, publicado por la Bolsa de Metales de Londres (LME) en su versión Pasado Meridiano.

Energía Eléctrica

APORTES HÍDRICOS REALES ANUALES
GWh
2001 - 2005

MES	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	1.583	1.720	1.173	2.094	2.226
Febrero	1.182	1.285	1.185	1.563	2.005
Marzo	1.988	2.099	1.953	2.356	1.905
Abril	2.130	4.002	3.696	3.688	3.489
Mayo	3.987	4.769	5.255	5.937	5.618
Junio	4.407	6.397	4.817	6.496	4.844
Julio	4.018	4.748	4.458	5.139	3.540
Agosto	3.900	4.503	3.926	4.685	3.910
Septiembre	3.644	3.110	3.512	4.100	4.112
Octubre	3.114	2.940	4.521	4.526	4.801
Noviembre	3.652	2.847	3.958	5.062	5.614
Diciembre	3.353	2.264	3.455	2.967	2.870
Total	36.956	40.684	41.909	48.614	44.934

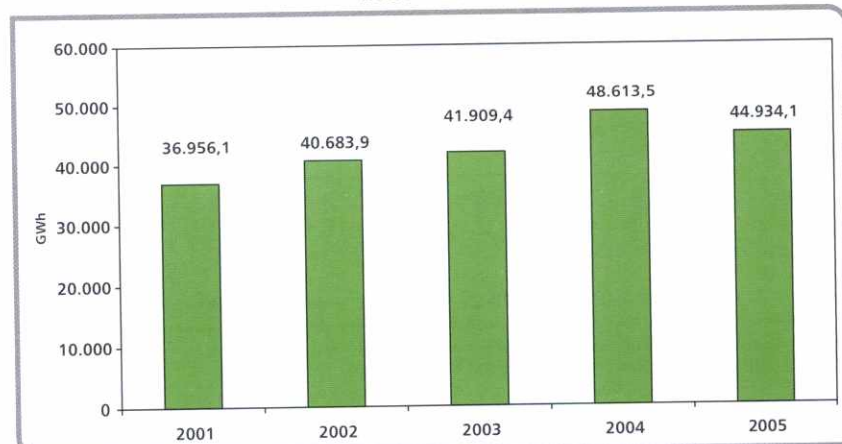
APORTES HÍDRICOS REALES ANUALES
2001 - 2005



Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

APORTES HÍDRICOS REALES POR RÍO DEL SIN GWh 2001 - 2005						
REGIÓN	RÍO	2001	2002	2003	2004	2005
Antioquia	A, San Lorenzo	2.781,4	2.340,1	3.161,8	2.966,6	2.613,5
	Concepción	465,9	398,6	479,0	544,7	518,0
	Desv, EEPPM	836,3	675,7	748,6	685,3	663,0
	Grande	2.394,6	2.119,6	2.369,3	2.463,2	2.350,4
	Guadalupe	1.719,1	1.362,2	1.831,8	1.662,7	1.604,0
	Guatapé	1.735,5	1.704,0	1.993,3	2.058,6	1.948,0
	Miel I	0,0	117,1	1.151,6	1.255,5	1.655,5
	Nare	4.348,6	4.597,6	4.906,6	6.364,0	6.166,1
	Porce II	1.172,5	1.330,6	1.606,7	1.821,5	1.658,6
	San Carlos	793,1	822,0	907,3	1.128,9	1.154,6
	Tenche	360,7	263,9	352,7	321,6	322,2
	Total Región		16.607,6	15.731,4	19.508,6	21.272,6
Caribe	Sinú Urrá	1.262,7	1.242,3	1.364,9	1.158,4	1.357,3
	Total Región	1.262,7	1.242,3	1.364,9	1.158,4	1.357,3
Centro	Bogotá N,R,	1.923,4	3.814,2	3.112,9	4.459,1	4.021,1
	Magdalena Betania	1.769,5	2.103,6	1.791,9	2.042,5	2.203,6
	Prado	137,4	164,3	172,4	182,4	207,3
	Total Región	3.830,4	6.082,1	5.077,2	6.684,0	6.432,0
Oriente	Bata	3.956,3	5.047,0	4.496,3	5.702,8	4.569,1
	Blanco	51,6	88,7	0,0	291,8	0,0
	Chuzá	1.395,6	1.656,5	1.494,0	1.548,7	1.476,8
	Guavio	6.046,6	6.959,0	5.651,8	7.548,6	5.820,9
	Total Región	11.450,0	13.751,2	11.642,1	15.091,9	11.866,8
Ríos estimados	Otros ríos	1.005,7	1.165,8	1.180,7	1.354,0	1.287,5
	Total Región	1.005,7	1.165,8	1.180,7	1.354,0	1.287,5
Valle	Alto Anchicayá	1.641,6	1.559,7	1.919,4	1.691,1	1.812,2
	Calima	135,7	122,1	174,8	203,5	206,5
	Cauca Salvajina	807,3	780,9	785,1	922,2	1.076,5
	Digua	136,9	171,4	173,1	157,4	157,0
	Florida II	78,3	77,1	83,5	78,4	84,6
	Total Región	2.799,8	2.711,1	3.135,9	3.052,6	3.336,8
Total SIN		36.956,1	40.683,9	41.909,4	48.613,5	44.934,1

APORTES HÍDRICOS REALES POR RÍO DEL SIN
2001 - 2005

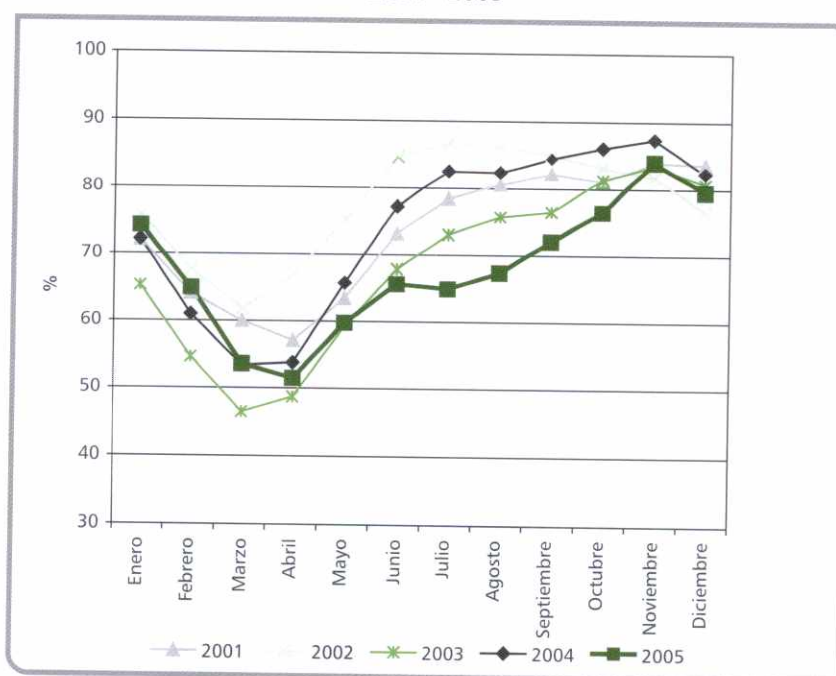


Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL⁽¹⁾
(%)
1999 - 2005

MES	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	72,10	75,80	65,31	72,14	74,22
Febrero	64,14	67,66	54,64	61,02	64,99
Marzo	59,99	61,88	46,53	53,44	53,64
Abril	57,15	67,09	48,73	53,83	51,52
Mayo	63,48	75,25	59,35	65,79	59,83
Junio	73,16	84,69	67,87	77,23	65,65
Julio	78,45	86,84	73,03	82,67	64,95
Agosto	80,58	86,31	75,77	82,55	67,41
Septiembre	82,32	85,06	76,56	84,59	72,11
Octubre	81,13	83,32	81,38	86,16	76,54
Noviembre	84,09	81,79	83,62	87,43	84,14
Diciembre	83,82	76,70	80,71	82,47	79,56
Promedio año	73,4	77,7	67,8	74,1	67,9

EVOLUCIÓN DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL SIN
2001 - 2005



(1) : Valores tomados el último día de diciembre de cada año.
El porcentaje se calcula con respecto al volumen máximo técnico
Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

EVOLUCIÓN DE RESERVAS POR EMBALSE SIN⁽¹⁾

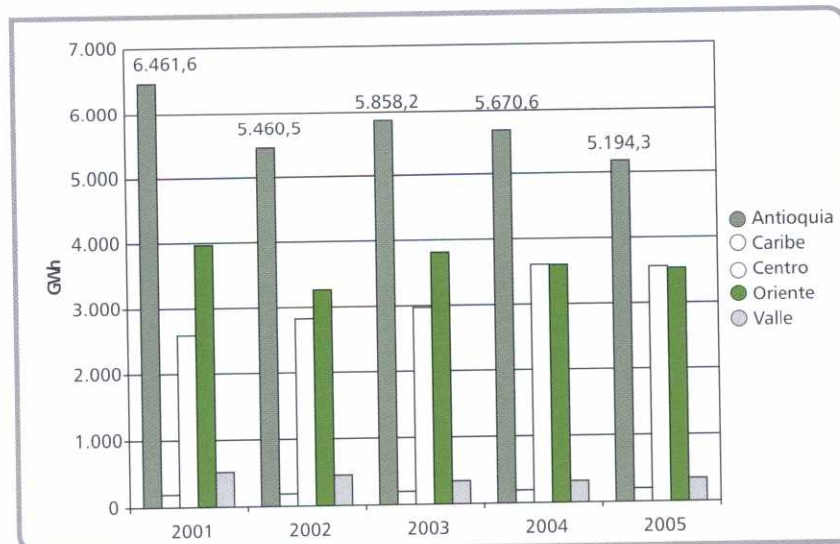
GWh

2001 - 2005

REGIÓN	EMBALSE	2001	2002	2003	2004	2005
Antioquia	Miel I		190,2	147,0	219,2	195,5
	Miraflores	259,4	230,2	259,5	251,7	198,5
	Peñol	4.900,1	3.959,4	4.313,3	4.035,3	3.727,2
	Playas	133,5	80,1	113,9	106,2	107,5
	Porce II	100,3	49,2	69,5	65,3	56,1
	Punchiná	55,0	77,0	45,4	59,5	23,8
	Riogrande 2	518,5	442,3	518,3	472,7	463,2
	San Lorenzo	423,0	383,0	333,7	397,4	369,5
	Troneras	71,9	49,1	57,5	63,3	49,0
	Total		6.461,6	5.460,5	5.858,2	5.670,6
Caribe	Urrá 1	191,9	185,4	197,4	194,3	197,8
Centro	Agregado Bogotá	2.086,4	2.511,8	2.658,6	3.219,6	3.206,5
	Betania	276,8	199,0	179,9	226,5	199,9
	Muña	167,3	48,4	33,2	77,8	72,8
	Prado	57,2	67,8	99,9	86,1	79,8
	Total		2.587,7	2.826,9	2.971,6	3.609,9
Oriente	Chuza	902,6	604,1	800,4	714,6	623,8
	Esmeralda	944,2	821,7	1.119,2	1.054,6	1.106,5
	Guavio	2.119,2	1.842,2	1.900,1	1.837,9	1.802,6
	Total		3.966,0	3.267,9	3.819,7	3.607,1
Valle	Alto Anchicayá	27,8	16,8	18,7	17,3	10,9
	Calima 1	296,2	293,8	187,2	158,9	160,9
	Salvajina	195,9	138,9	135,5	144,1	170,4
	Total		519,8	449,4	341,4	320,3
Total SIN		13.727,0	12.190,1	13.188,2	13.402,1	12.822,1

EVOLUCIÓN DE RESERVAS POR REGION SIN⁽¹⁾

2001 - 2005



(1) : Reservas corresponden al volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Físico el último día del mes de diciembre del año

Elaboró: Upme - Subdirección de Información
Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE (1)								
2001 - 2005								
MW								
AÑO	HIDRÁULICA	%	CARBÓN	GAS	EÓLICA	OTROS	%	TOTAL
2001	8.682	66	720	3.700		67	34	13.169
2002	9.036	67	690	3.676		28	33	13.431
2003	8.852	66	692	3.633		54	34	13.231
2004	8.915	67	692	3.724	19,5	48	33	13.399
2005	8.943	67	694	3.659	9,8	43	33	13.348

(1) Incluye plantas no despachadas centralmente

CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA	
2005	
MW	
PLANTAS HIDRÁULICAS DESPACHADAS CENTRALMENTE	
EMPRESA PROPIETARIA	CAPACIDAD
Chivor & Cía S.C.A. E.S.P.	
Chivor	1.000
Total	1.000
Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá S.A. E.S.P.	
Bajo Anchicaya	74
Total	74
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	
Betania	540
Total	540
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	
Esmeralda	30
San Francisco	135
Total	165
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	
Río Mayo	21
Total	21
Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P.	
Prado IV	5
Prado	45
Total	50
Emgesa S.A. E.S.P.	
Paraiso	276
Guavio	1.150
La Guaca	324
Total	1.750
Empresa Urrá S.A. E.S.P.	
Urra	335
Total	335
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. "Epsa E.S.P."	
Salvajina	285
Calima	132
Alto Anchicaya	365
Total	782
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	
Porce II	405
Playas	201
Riogrande I	25
Guadalupe IV	202
La Tasajera	306
Guadalupe III	270
Troneras	40
Guatapé	560
Total	2.009
Isagen S.A. E.S.P.	
Miel I	396
San Carlos	1.240
Jaguas	170
Total	1.806
Total plantas hidráulicas despachadas centralmente	8.532

Elaboró: Upme - Subdirección de Información
Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006

PLANTAS HIDRÁULICAS NO DESPACHADAS CENTRALMENTE	
EMPRESA PROPIETARIA	CAPACIDAD
Andina de Generación S.A. E.S.P. Puente Guillermo Total	1,00 1,00
Cementos del Nare S.A. Cementos del Nare Total	4,50 4,50
Cementos Diamante S.A. Sueva 2 Total	6,00 6,00
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. Guacaica Insula Intermedia Municipal San Cancio Total	1,00 19,00 1,00 2,00 2,00 25,00
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. Julio Bravo Río Bobo Río Ingenio Río Sapuyes Total	1,50 4,00 0,18 1,65 7,33
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. Asnazu Florida Mondomo Ovejas Río Palo Sajandí Silvia Total	0,45 19,90 0,75 0,82 1,44 3,20 0,38 26,94
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. Río Frío I Río Frío II Rumor Total	1,00 10,00 2,00 13,00
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Calichal Cascada Palmas San Gil Servitá Zaragoza Total	0,20 3,00 18,00 0,60 0,90 22,70
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. Iquira I Iquira II La Pita Total	4,20 2,40 1,42 8,02
Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P. Miolindo Pastales Río Recio Ventana Total	2,40 0,70 0,30 5,00 8,40
Emgesa S.A. E.S.P. Charquito El Limonar La Junca La Tinta San Antonio Santa Ana Tequendama Total	19,40 18,00 19,40 19,40 19,40 8,00 19,40 123,00

Continúa página siguiente

PLANTAS HIDRÁULICAS NO DESPACHADAS CENTRALMENTE	
EMPRESA PROPIETARIA	CAPACIDAD
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	
Caracolí	2,80
El Limón	0,76
La Rebusca	0,64
Río Abajo	0,90
Riofrio (Támesis)	1,20
Río Piedras (La Ceja)	0,40
Sonson I	8,60
Sonson II	10,00
Total	25,30
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	
Rionegro	9,60
Total	9,60
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	
Belmonte	3,40
Nuevo Libare	5,10
Total	8,50
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	
Nima	6,00
Río Cali	1,00
Total	7,00
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	
Coconuco	1,30
Total	1,30
Empresas Públicas de Armenia E.S.P.	
El Bosque	2,25
Total	2,25
Empresas Públicas de Calarcá E.S.P.	
Bayona	0,60
Campestre (Calarcá)	0,70
Unión	0,70
Total	2,00
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	
América	0,41
Ayura	18,00
Bello	0,35
Campestre (EPM)	0,87
La Herradura	19,80
La Vuelta	11,60
Manantiales	3,15
Niquia	19,00
Nutibara	0,75
Pajarito	4,90
Piedras Blancas	5,00
Riogrande I (Menor)	0,50
Total	84,33
Genelec S.A. Empresa de Servicios Públicos	
Patíco - La Cabrera	1,48
Total	1,48
Generadora Colombiana de Electricidad S.C.A. E.S.P.	
San José	0,38
Total	0,38
Generar S.A. E.S.P.	
Río Piedras	19,90
Total	19,90
Mineros de Antioquia S.A.	
Providencia (Antioquia)	3,00
Total	3,00
Total Plantas Hidráulicas No Despachadas Centralmente	411
Total Plantas Hidráulicas	8.943

Fuente : XM, mayo 2005

CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN TERMICA 2005 MW	
GAS Y CARBÓN PLANTAS DESPACHADAS CENTRALMENTE	
TÉRMICAS	
EMPRESA PROPIETARIA	CAPACIDAD
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. Termodorada Total	51 51
Corporación Eléctrica de La Costa Atlántica S.A. E.S.P. Guajira Total	302 302
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Palenque Total	14 14
Emgesa S.A E.S.P Zipaemg Total	225 225
Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Termosierra Ciclo Combinado Total	455 455
Flores II S.A & Cia . E.S.P. Flores Total	447 447
Gestión Energética S.A. E.S.P. Paipa Total	314 314
Isagen S.A. E.S.P. Termocentro Ciclo Combinado Total	285 285
Merilétrica S.A. & Cia. S.C.A. E.S.P. Merilétrica Total	169 169
Proeléctrica & Cia S.C.A. E.S.P Proeléctrica Total	90 90
Termobarranquilla S.A. E.S.P. Barranquilla Tebesa Total	127 750 877
Termocandelaria S.C.A. E.S.P Termocandelaria Total	314 314
Termocartagena S.A. E.S.P Cartagena Termoemcali I S.A E.S.P Termoemcali Total	187 233 233
Termotasajero S.A E.S.P Tasajero Total	155 155
Termovalle S.C.A. E.S.P. Termovalle Total	205 205
Termoyopal Generación 2 S.A. E.S.P. Termoyopal II Total	30 30
Total plantas térmicas despachadas centralmente	4.353
OTRAS PLANTAS NO DESPACHADAS CENTRALMENTE	
TÉRMICAS MENORES	
Termopiedras S.A. E.S.P. Tpiedras 1 Total	3,75 3,75
Termoyopal Generacion 1 S.A. Termoyopal 1 Total	19,46 19,46
Total térmicas menores	23,21

CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN EÓLICA 2005 MW	
EMPRESA PROPIETARIA	CAPACIDAD
Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Jepirachi	9,8
Total	9,8
Total plantas eólicas	4.353

COGENERADORES	
EMPRESA PROPIETARIA	CAPACIDAD
Bioaise S.A. Cogenerador Bioaise 1	0,00
Total	0,00
Central Castilla S.A. Cogenerador Central Castilla 1	1,00
Total	1,00
Ingenio del Cauca S.A. (Inergia) Cogenerador Incauca 1	9,00
Total	9,00
Ingenio Providencia S.A. Cogenerador Ingenio Providencia 1	0,00
Total	0,00
Ingenio Riopaila S.A. Cogenerador Ingenio Riopaila 1	0,00
Total	0,00
Ingenio Risaralda S.A. Cogenerador Ingenio Risaralda 1	5,50
Total	5,50
Proyectos Energéticos del Cauca S.A. E.S.P. Cogenerador Proenca 1	4,00
Total	4,00
Total Cogeneradores	19,50
Total Plantas Térmicas No Despachadas Centralmente	42,71
Total Plantas Térmicas del SIN	4.396

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006

COSTO EQUIVALENTE EN ENERGIA ESTIMADO DEL CARGO POR CAPACIDAD CEE
2001 - 2005
\$/kWh

MES	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	23,85	27,22	33,15	32,56	28,60
Febrero	25,84	27,11	36,59	33,12	30,13
Marzo	24,14	26,00	33,34	29,96	27,16
Abril	26,13	26,13	34,85	31,80	28,24
Mayo	25,60	25,54	32,28	29,93	27,56
Junio	25,79	27,14	33,89	32,64	27,87
Julio	24,95	26,97	30,86	30,55	27,14
Agosto	24,24	28,37	31,57	29,54	25,95
Septiembre	24,78	29,96	31,62	29,14	26,76
Octubre	24,24	30,70	30,82	28,88	25,95
Noviembre	25,04	30,82	32,16	29,33	26,51
Diciembre	26,04	30,06	31,57	28,37	25,58

Costo Equivalente Real de Energia del Cargo por Capacidad CERE

2001 - 2005
\$/kWh

MES	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	24,58	25,66	32,94	30,96	26,42
Febrero	26,92	27,66	35,84	30,65	27,60
Marzo	25,02	25,57	31,49	28,25	25,95
Abril	26,95	25,71	32,85	29,66	25,78
Mayo	24,92	25,72	31,63	29,70	25,43
Junio	26,04	27,89	32,51	31,15	25,36
Julio	24,79	29,35	31,07	27,76	24,04
Agosto	23,82	29,58	30,16	26,25	23,46
Septiembre	25,39	31,30	30,94	27,71	23,51
Octubre	23,58	28,78	30,25	26,83	23,38
Noviembre	23,98	29,92	30,55	26,85	23,71
Diciembre	25,56	31,11	30,72	25,80	23,82

Fuente: XM, mayo 2006
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

**VALOR A DISTRIBUIR POR CONCEPTO DE CARGO
POR CAPACIDAD ENTRE LOS AGENTES GENERADORES**

AÑO	VALOR (MILLONES DE PESOS)
2001	1.057.459,09
2002	1.233.425,67
2003	1.437.990,83
2004	1.324.617,44
2005	1.198.670,03

Fuente: XM, mayo 2006

PROYECTOS DE GENERACIÓN REGISTRADOS ANTE LA UPME							
PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (MUNICIPIO Y DEPARTAMENTO)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Térmico de Gas Capacidad registrada: 1.226 MW							
Termo Yopal	36	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	I Semestre 2006	Termoyopal S.A	1
Termo Flores IV	150	Combinado	Barranquilla	Atlántico	II Semestre 2008	Termoflores S.A E.S.P.	1
Térmica del Café	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Sin confirmar	Promotora Térmica Del Café S.C.A.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	Isagen S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbi	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	Isagen S.A. E.S.P.	1
Termo Yariquíes	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	Isagen S.A. E.S.P.	1
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8.730 MW							
Porce 3	660	Turbina Francis	Anori - Amalfi	Antioquia	40.330	EEPPM	2
Nechí	645	Turbina Pelton	Anori (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	Hidrosogamoso S.A	2
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG - I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG - II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suarez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaqui	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1.800	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléctrica Pescadero - Ituango S.A.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 466,76 MW							
PCH de Neusa	2.91	---	Cogua - Tausa	C/marca	38.718	INGAMEG	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	Generadora Unión S.A.	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	Generadora Unión S.A.	1
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matias - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	Generadora Unión S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Alejandría	16.3	Sin Información	Alejandría	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14.6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocorná	29.7	Sin Información	Cocorná	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frio	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehab.)	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	Electrificadora Tolima	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	Hidroestudios Inversiones JG	1
PCH Las Cascadas	8.6	---	San Roque	Antioquia	Sin confirmar	Villegas	1

Nota: El subrayado indica los cambios o adiciones con relación al informe anterior.

En el momento no se encuentran registrados proyectos de generación que operen con base en carbón mineral.

DESCRIPCIÓN FASES PROYECTOS GENERACIÓN

Fase 1. Proyecto inscrito ante el MMA, posee estudios de prefactibilidad. Fase 2. Tiene factibilidad e inicia estudios de conexión al STN y EIA. Si es térmico, adelanta estudios y trámites de suministro y transporte de combustible. Fase 3. Firmados contratos. Comienza la construcción del proyecto

Fuente : Upme, enero 2006

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA 2001 - 2005 MW					
MES	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	7.282	7.244	7.484	7.817	7.797
Febrero	7.285	7.482	7.872	7.970	7.943
Marzo	7.286	7.417	7.704	8.221	8.085
Abril	7.268	7.404	7.696	7.925	8.103
Mayo	7.241	7.513	7.535	8.010	7.999
Junio	7.195	7.296	7.494	7.883	7.928
Julio	7.224	7.352	7.516	7.813	7.951
Agosto	7.348	7.437	7.483	7.773	8.107
Septiembre	7.350	7.433	7.691	7.761	8.109
Octubre	7.382	7.492	7.786	7.797	8.078
Noviembre	7.501	7.654	7.899	7.969	8.228
Diciembre	7.787	8.078	8.257	8.332	8.639
Máxima	7.787	8.078	8.257	8.332	8.639

Fuente: XM, mayo 2006
Elaboró: UPME - Subdirección de información

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SIN* 2001 - 2005 GWh					
MES	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	3.529,7	3.642,1	3.774,3	3.810,4	3.946,8
Febrero	3.307,3	3.440,5	3.538,9	3.743,7	3.708,7
Marzo	3.666,9	3.671,9	3.891,0	4.027,5	4.089,0
Abril	3.494,4	3.654,3	3.693,8	3.790,6	4.056,0
Mayo	3.667,9	3.788,6	3.887,2	3.931,1	4.110,8
Junio	3.501,2	3.574,5	3.642,1	3.835,6	4.003,6
Julio	3.610,8	3.740,4	3.902,6	3.937,5	4.090,4
Agosto	3.736,2	3.804,1	3.886,8	4.027,2	4.195,7
Septiembre	3.606,2	3.729,3	3.836,0	3.903,6	4.136,0
Octubre	3.750,5	3.863,1	3.941,7	4.000,4	4.167,1
Noviembre	3.611,3	3.730,4	3.809,5	3.921,7	4.083,9
Diciembre	3.732,7	3.859,8	3.964,0	4.088,1	4.240,8
Total	43.214,9	44.499,2	45.767,9	47.017,3	48.828,9

* : Generación+ importaciones+ demanda no atendida-exportaciones

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO ATENDIDA 2001 - 2005 GWh										
MES	2001		2002		2003		2004		2005	
	CAUSAS		CAUSAS		CAUSAS		CAUSAS		CAUSAS	
	No Programada	Programada	No Programada	Programada	No Programada	Programada	No Programada	Programada	No Programada	Programada
Enero	4,78	7,00	9,68	1,66	2,75	1,84	2,82	0,41	7,34	0,46
Febrero	5,20	0,58	8,26	5,89	13,47	2,29	8,74	1,90	9,99	0,67
Marzo	9,97	2,50	16,22	3,24	6,82	1,61	2,81	0,56	13,80	0,68
Abril	1,79	1,42	14,10	13,70	9,36	1,13	2,44	1,84	15,65	1,44
Mayo	3,63	2,95	21,32	1,11	7,57	6,11	4,92	1,44	10,90	0,55
Junio	2,24	0,25	7,09	1,00	5,14	6,84	4,74	0,48	5,00	0,70
Julio	2,77	2,10	4,60	2,59	12,33	4,94	3,49	1,59	5,57	0,17
Agosto	2,56	1,77	15,91	1,17	11,06	5,36	3,89	1,02	4,40	1,10
Septiembre	4,83	0,91	6,61	2,81	13,22	2,48	8,30	0,83	8,36	1,04
Octubre	4,61	3,35	11,98	1,63	11,51	1,35	2,67	1,08	17,17	0,54
Noviembre	7,60	1,60	6,99	4,34	4,16	1,97	6,53	2,10	6,98	0,85
Diciembre	4,48	1,45	3,68	2,03	5,68	1,16	15,48	1,83	6,11	0,66
Total	54,46	25,87	126,45	41,17	103,08	37,07	66,84	15,08	111,26	8,85

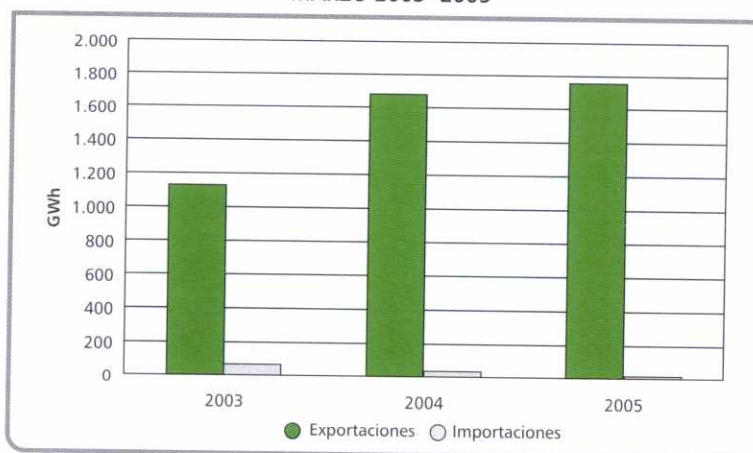
Fuente : XM, mayo 2006
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE PARA COLOMBIA Y ECUADOR
MARZO 2003 - 2005

MES	ENERGÍA (GWH)		VALOR (MILLONES DE USD)		RENTAS CONGESTIÓN
	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	
Mar-03	138,58	0,00	11,51	0,00	6,74
Abr-03	115,98	5,84	8,59	0,14	4,49
May-03	32,25	25,92	1,80	1,36	0,68
Jun-03	85,99	11,74	5,81	0,31	2,94
Jul-03	77,63	11,16	4,35	0,26	1,83
Ago-03	111,61	7,02	7,87	0,31	4,37
Sep-03	134,02	0,00	9,75	0,00	5,37
Oct-03	145,15	0,00	11,67	0,00	7,50
Nov-03	153,74	0,00	10,67	0,00	5,86
Dic-03	134,31	5,52	8,28	0,10	4,58
Total 2003	1129,26	67,20	80,31	2,48	44,35
Ene-04	168,05	0,00	11,56	0,00	6,41
Feb-04	162,18	0,00	15,47	0,00	9,77
Mar-04	150,18	1,24	10,27	0,03	4,71
Abr-04	154,10	0,28	10,80	0,01	5,16
May-04	140,62	2,66	7,80	0,15	2,73
Jun-04	63,00	14,47	2,60	0,24	0,60
Jul-04	111,68	3,50	6,10	0,06	2,66
Ago-04	125,86	7,48	8,85	0,14	4,94
Sep-04	125,69	4,50	12,81	0,08	8,43
Oct-04	151,23	0,84	15,95	0,02	10,33
Nov-04	161,27	0,00	18,30	0,00	12,58
Dic-04	167,22	0,00	14,59	0,00	8,50
Total 2004	1681,09	34,97	135,11	0,74	76,83
Ene-05	172,52	0,00	21,61	0,00	13,94
Feb-05	137,86	0,03	11,96	0,00	6,19
Mar-05	115,77	6,41	8,14	0,17	3,50
Abr-05	108,32	4,55	7,31	0,11	2,92
May-05	142,75	0,89	15,09	0,02	9,26
Jun-05	120,63	0,45	8,25	0,01	3,64
Jul-05	159,15	0,50	15,29	0,01	8,25
Ago-05	169,93	0,00	13,16	0,00	5,08
Sep-05	144,15	1,12	12,10	0,12	4,91
Oct-05	178,31	0,01	15,12	0,00	6,70
Nov-05	167,13	0,00	12,21	0,00	6,21
Dic-05	141,35	2,07	11,49	0,06	4,97
Total 2005	1757,88	16,03	151,73	0,51	75,56
Total	4568,23	118,21	367,15	3,72	196,73

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE
MARZO 2003- 2005



Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006
Elaboró: Upme - Subdirección de Información

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES
2001 - 2005
GWh

AÑO	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	OFICIAL	ALUMBRADO	OTROS*	TOTAL
2001	14.265,1	11.300,3	4.955,4	1.845,5	1.124,6	103,9	33.594,8
2002	14.792,4	11.092,7	5.337,8	1.613,9	942,1	107,7	33.886,6
2003	14.770,6	11.878,9	5.643,6	1.622,1	533,3	415,7	34.864,2
2004	15.843,7	11.868,4	6.282,7	1.587,2	795,5	463,7	36.841,2
2005	16.307,5	12.028,4	6.916,0	1.459,8	1.023,8	618,0	38.353,5

*: Otros: incluye provisional, especial, a partir del año 2003. Incluye áreas Comunes

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SECTOR RESIDENCIAL POR ESTRATO
GWh
2001 - 2005

AÑO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6	TOTAL
2001	1.958,0	5.005,1	4.337,0	1.447,0	817,3	700,7	14.265,1
2002	2.426,2	5.090,8	4.332,0	1.437,0	810,9	695,4	14.792,4
2003	2.580,8	5.079,8	4.226,8	1.402,3	793,4	687,4	14.770,6
2004	3.116,7	5.436,7	4.339,5	1.433,1	812,2	705,5	15.843,7
2005	3.419,7	5.554,9	4.315,7	1.456,6	830,6	730,8	16.308,2

Fuente: CREG, febrero 2006
Elaboró: UPME - Subdirección de Información

TARIFA MEDIA PARA TODOS LOS SECTORES TODOS LOS USUARIOS
2005
\$/ kWh

EMPRESA	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL	OFICIAL	ALUMBRADO
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	206,0	237,0	315,0	254,0	254,0
Centrales Eléctricas de Narino S.A. E.S.P.	200,0	201,0	134,0	133,0	207,0
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	218,0	225,0	376,0	303,0	311,0
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	206,0	323,0	292,0	258,0	179,0
CODENSA S.A. E.S.P.	195,0	265,0	271,0	212,0	187,0
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A.	157,0	197,0	103,0	118,0	
Electrificadora de La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	172,0	154,0	139,0	149,0	180,0
Electrificadora de Santander S.A.	222,0	105,0	84,0	175,0	199,0
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	193,0	394,0	397,0	311,0	255,0
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	173,0	161,0	130,0	158,0	171,0
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	98,0	193,0	170,0	145,0	229,0
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	199,0	92,0	136,0	139,0	213,0
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	197,0	255,0	344,0	263,0	
Empresa de Energía de Arauca E.S.P.	200,0	389,0	417,0	330,0	301,0
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	224,0	207,0	383,0	301,0	261,0
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	230,0	214,0	297,0	284,0	278,0
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	203,0	178,0	219,0	271,0	218,0
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	162,0	331,0	331,0	281,0	
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	230,0	153,0	107,0	103,0	
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	177,0	347,0	362,0	298,0	252,0
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	163,0	113,0	58,0	84,0	
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	174,0	150,0	120,0	93,0	164,0

Fuente: CREG, enero 2006
Elaboró: UPME Subdirección de información

NÚMERO DE AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO POR ACTIVIDAD 2001-2005					
AGENTES	2001	2002	2003	2004	2005
Generadores *	33	38	42	43	45
Comercializadores *	57	60	60	62	67
Distribuidores	31	32	32	31	32
Transportadores	11	11	11	11	11

* Agentes que han realizado transacciones en el Mercado Mayorista

SUBSIDIOS GIRADOS POR MENORES TARIFAS A EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO MILLONES DE PESOS CORRIENTES 2001- 2005						
EMPRESAS	2001	2002	2003	2004	2005	TOTAL
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP	17.459	6.670	8.640	13.019	17.612	63.400
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. ESP	12.417	7.649	6.637	19.799	22.324	68.826
Centrales Eléctricas del Nariño S.A. ESP	19.637	18.278	14.652	23.309	27.627	103.504
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP	26.185	6.186	6.982	16.055	2.745	58.152
Comercializadora Andina de Energía S.A. ESP	-	-	374	-	-	374
Comercializar S.A. ESP	-	-	6	-	-	6
Compañía de Electricidad de Tulúa S.A. ESP	506	311	517	2.779	1.367	5.481
Compañía Energética del Tolima S.A. ESP	-	-	2.059	8.954	25.055	36.068
Electrificadora de Santander S.A. ESP	19.013	403	536	8.111	6.577	34.640
Electrificadora del Caquetá S.A. ESP	5.930	3.255	3.590	7.829	6.773	27.378
Electrificadora del Chocó S.A. ESP (En Liquidación)	6.376	4.969	-	-	-	11.345
Electrificadora del Huila S.A. ESP	20.572	8.081	10.226	16.588	17.193	72.660
Electrificadora del Tolima S.A. ESP	10.928	8.682	7.627	484	-	27.721
Electrificadora del Meta S.A. ESP	6.662	1.561	3.448	10.470	3.569	25.711
Electrificadora del Caribe S.A. ESP	30.011	34.317	67.644	77.593	53.281	262.846
Electrificadora de la Costa S.A. ESP	10.599	17.366	33.309	79.695	59.502	200.471
Empresa Antioqueña de Energía S.A. ESP	58.898	20.204	25.829	37.678	30.493	173.101
Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP	6.722	6.869	9.444	13.781	13.558	50.374
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP	576	-	-	4.916	2.123	7.615
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. ESP	-	845	715	1.350	156	3.065
Empresa de Energía del Departamento del Guaviare S.A. ESP	-	-	-	840	518	1.357
Empresa de Energía del Pacífico S.A. ESP	6.905	7.908	10.765	33.406	22.812	81.796
Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP	516	565	954	1.806	989	4.830
Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP	3.950	1.046	1.149	5.242	4.384	15.770
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. ESP	93	590	964	964	906	3.517
Empresa de Servicios Públicos Perla del Manacacias S.A. ESP	-	-	-	88	236	324
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. ESP-DISPAC	-	670	9.084	8.546	2.338	20.638
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. ESP - Popayán	-	33	58	212	73	375
Empresas Municipales de Cartago S.A. ESP	602	303	581	633	460	2.579
Empresas Publicas Municipales de Cauca S.A. ESP	-	-	506	-	-	506
Energía Social de la Costa S.A. ESP	-	-	-	20.397	19.551	39.948
Municipio de Campamento, Antioquia	97	34	29	-	425	585
Municipio de Entrerrios	121	27	-	-	-	148
Zonas No Interconectadas1	23.846	23.178	22.560	20.000	22.500	112.084
Total	288.621	180.000	248.889	434.543	365.147	1.517.200

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Notas:

Incluye giros del Presupuesto General de la Nación y del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

1/ Giros realizados directamente al IPSE por la Dirección del Tesoro Nacional

Año 2002: Res. 18 0508 del 05/06/02, 18 1523 del 16/12/02, 18 1533 del 20/12/02

Año 2003: Res. 18 0203 del 26/02/03, 18 0275 del 17/03/03, 18 1564 del 28/11/03

Año 2004: Res. 18 0024 del 19/01/04, 18 0194 del 20/02/04, 18 1715 del 16/12/04, 18 1758 del 23/12/04

Año 2005: Res. 18 0324 del 18/03/05, 18 0435 DEL 14/04/05, Res 181456 del 9/11/05- Giros realizados a Dic de 2005 con excepción de Electrocosta quedó pendientes \$855,88 millones para 2006.

Elaboró: UPME - Subdirección de Información

EVOLUCIÓN PRECIO PROMEDIO EN BOLSA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
2001 - 2005
\$/kWh

MES	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	71,06	38,80	69,20	58,97	82,90
Febrero	87,19	57,10	72,00	70,50	74,06
Marzo	72,81	53,93	76,59	73,16	69,61
Abril	67,32	48,73	79,98	70,97	68,60
Mayo	50,36	39,69	69,46	72,53	69,56
Junio	43,27	35,30	65,03	51,94	59,51
Julio	39,98	42,29	70,07	53,07	77,92
Agosto	39,41	45,52	65,34	54,23	86,22
Septiembre	45,83	49,08	63,03	60,34	87,67
Octubre	47,43	59,66	55,66	71,97	81,47
Noviembre	39,37	53,40	63,94	67,76	56,82
Diciembre	35,27	64,27	52,39	68,07	80,56
Promedio	53,28	48,98	66,89	64,46	74,58

Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995

Fuente: XM S.A. E.S.P, mayo 2006

Elaboró: UPME - Subdirección de Información

PRECIO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CONTRATOS
\$/kWh
2001 - 2005

MES	2001	2002	2003	2004	2005
Enero	50,34	60,58	71,44	72,55	71,39
Febrero	51,63	61,54	71,85	73,51	71,89
Marzo	52,40	62,08	72,45	73,96	72,01
Abril	53,51	62,51	73,50	73,89	71,68
Mayo	53,12	61,88	72,44	72,15	70,69
Junio	52,56	61,39	71,96	72,18	68,64
Julio	53,06	61,75	71,9	72,44	70,58
Agosto	52,78	62,77	72,1	72,05	70,48
Septiembre	54,16	63,94	72,76	72,85	70,41
Octubre	53,55	66,35	72,48	73,59	70,71
Noviembre	54,70	66,69	73,37	72,48	68,31
Diciembre	57,19	68,71	73,9	72,66	71,46
Promedio	53,25	63,35	72,51	72,86	70,69

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo 2006

Nota: La Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995

Elaboró: UPME - Subdirección de Información

ASIGNACION DE RECURSOS PARA LOS FONDOS DE APOYO FINANCIERO
MILLONES DE PESOS CORRIENTES
2004 - 2005

FONDO	AÑO	DEPARTAMENTO	ASIGNACIÓN MILLONES DE \$	USUARIOS BENEFICIADOS	
FAER	2004	Cauca	12.462,3	2.355	
	2004	Nariño	3.718,7	1.074	
	2004	Boyacá	781,5	179	
	2004	Putumayo	2.572,6	1.016	
	2004	Antioquia	2.108,4	683	
	2004	Cordoba	1.944,9	310	
	2004	Norte de Santander	813,8	194	
	2004	Santander	759,1	242	
	2004	Casanare	654,8	223	
	2004	Cundinamarca	626,0	227	
	2004	Bolívar	625,9	139	
	2004	Tolima	513,7	218	
	2004	Huila	396,9	106	
	2004	Cesar	297,4	110	
		Total 2004		28.276,0	
	2005	Cauca	7.104,2	1095	
	2005	Nariño	158,5	91	
	2005	Boyacá	5.844,4	1680	
	2005	Antioquia	3.938,2	2603	
	2005	Norte de Santander	716,7	134	
2005	Santander	2.148,2	454		
2005	Cundinamarca	240,4	104		
2005	Tolima	6.701,4	1417		
2005	Huila	927,5	290		
2005	Valle del Cauca	1.963,3	469		
2005	Magdalena	1.087,7	279		
2005	Guajira	1.996,3	350		
2005	Arauca	372,3	61		
2005	Caldas	1.603,3	306		
2005	Meta	207,5	34		
	Total 2005		35.009,9		
2006	Cundinamarca	286,5	116		
2006	Huila	2.251,0	641		
	Total 2006		2.537,5		

FONDO	AÑO	ASIGNACIÓN MILLONES DE \$	USUARIOS BENEFICIADOS	
PRONE	2004	Atlántico	10.317	
	2004	Bolívar	2.481	
	2004	Cesar	2.117	
	2004	Magdalena	801	
		Total 2004	14.346,5	
	2005	Tolima	782	
	2005	Atlántico	7.152	
	2005	Cesar	1.035	
			9.984,1	
			8.076,6	
		1.184,1		
		9.984,1		
FONDO	AÑO	DEPARTAMENTO	USUARIOS BENEFICIADOS	
FAZNI	2003	Uribe	4.640,0	
	2003	Riosucio	6.918,0	
	2003	Leticia	5.200,0	
		Total 2003	16.758,0	
	2004	Amazonas	8.524,0	
	2004	Caquetá	100,0	
	2004	Caquetá	510,0	
	2004	Cauca	2.929,0	
	2004	Chocó	358,0	
	2004	Vaupés	22.548,0	
			34.969,0	
	2005	Mitu	13.560,0	
	2005	ZNI	516,0	
	2005	Bojayá	713,0	
	2005	Puerto Concordia	1.450,0	
	2005	Puerto Inirida	105,0	
	2005	El Charco	1.104,0	
	2005	Leticia	2.475,0	
	2005	San Andrés	1.460,0	
	2005	Morales	85,0	
2005	Cartagena del Chaira	5.411,0		
2005	Solita	7.569,0		
2005	Macarena	509,0		
2005	Santa Bárbara de Iscuandé	639,0		
2005	San Andrés	3.100,0		
	Total 2005		38.696,0	

Fuente: UPME

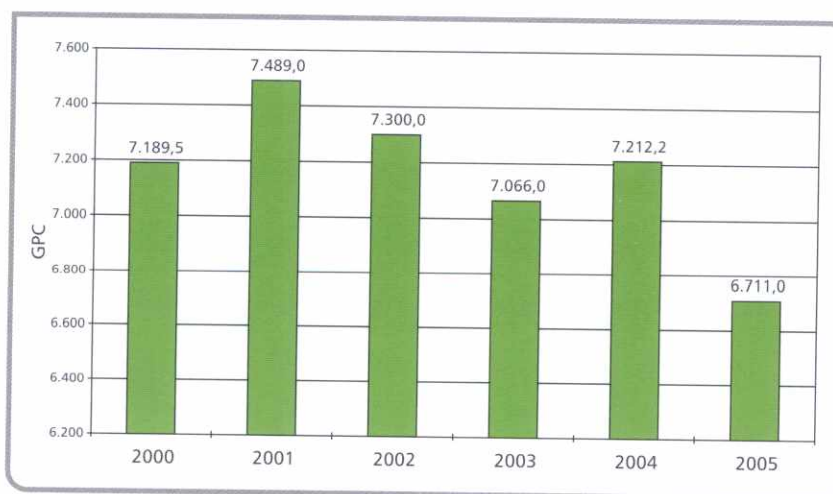
Gas Combustible

RESERVAS PROBADAS DE GAS COMERCIAL
2000-2005

CONTRATO	ECOPETROL	ASOCIACIÓN	TOTAL
2000	229,8	4.309,2	4.539,0
2001	212,0	4.295,0	4.507,0
2002	212,2	4.012,8	4.225,0
2003	162,4	3.877,6	4.040,0
2004	69,5	4.117,5	4.187,0
2005	72,6	3.922,3	3.994,9

Nota: A partir del año 2000, se cambio el esquema de evaluación de las reservas por parte de Ecopetrol
 Notas: La reservas del 2003, solo incluyen 4040 de gas comercial, próximo a comercializar son 2296,2 GPC
 Notas: La reservas del 2004, solo incluyen 4186.9 de gas comercial, próximo a comercializar son 1709.6 GPC y 1315.7 para consumo propio en operación de campos.
 Notas: La reservas del 2005, solo incluyen 3994 de gas probadas, No probadas 1778,9 y 937,2 para consumo propio en operación de campos.

TOTAL RESERVAS
DE GAS (INCLUYEN PROXIMAS A COMERCIALIZAR)
2000 - 2005



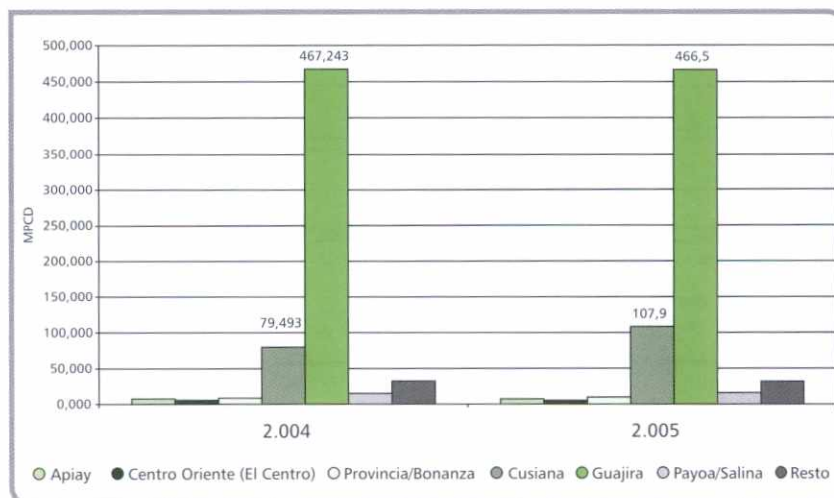
Fuente: Ecopetrol - Gerencia de Yacimientos, Febrero de 2006
 Calculos: UPME
 Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPO 1998 - 2005
MILLONES DE PIES CÚBICOS POR DÍA CALENDARIO

CAMPO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Apiay	11,06	10,04	7,72	5,26	6,65	6,9	7,8	7,6
Cantagallo	1,79	2,00	1,76	2,04	1,73	1,7	1,6	2,5
Centro Oriente (El Centro)	6,56	6,22	7,48	7,00	6,02	5,8	5,9	5,6
Cerrito 1	0,66	0,73	0,87	0,69	0,52	1,1	1,6	1,0
Cicuco	0,09	0,04	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00
DAM (Distrito Alto Magdalena)	1,45	1,74	0,55	0,00	0,00	0,0	0,2	0,3
Llanito	1,67	1,57	1,34	0,83	0,93	0,9	1,1	1,0
Provincia/Bonanza	26,95	22,22	16,82	15,78	9,47	10,2	8,9	10,0
Rancho Hermoso	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,7
Subtotal Directa	50,23	44,56	36,53	31,60	25,32	26,7	27,2	28,7
Cusiana	15,01	14,51	15,11	17,93	20,49	43,3	79,5	107,9
Gas Casanare	0,22	0,21	0,09	0,27	0,39	0,4	0,4	0,4
Guajira	430,00	372,82	466,53	491,83	506,23	472,0	467,2	466,5
Guepajé	31,04	22,40	11,24	10,17	8,60	6,5	5,1	4,4
Montañuelo	3,00	3,71	3,31	6,02	6,57	6,1	7,1	7,1
Opón	51,4	18,94	11,52	10,95	7,94	7,4	5,3	5,4
Payoa/Salina	30,56	25,29	23,86	21,24	17,88	13,8	15,3	15,7
Piñal							0,1	0,2
Río Ceibas	0,00	0,00	10,20	10,27	9,51	7,9	6,7	1,7
Toqui-Toqui	0,00	0,00	0,38	0,27	0,25	0,2	0,0	0,0
Pauto - Floreña							2,9	7,2
Subtotal Asociación	561,20	457,88	542,26	568,95	577,87	557,54	589,66	616,46
Total	611,43	502,45	578,78	600,56	603,19	584,19	616,82	645,11

Fuente: Ecopetrol; Minminas
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

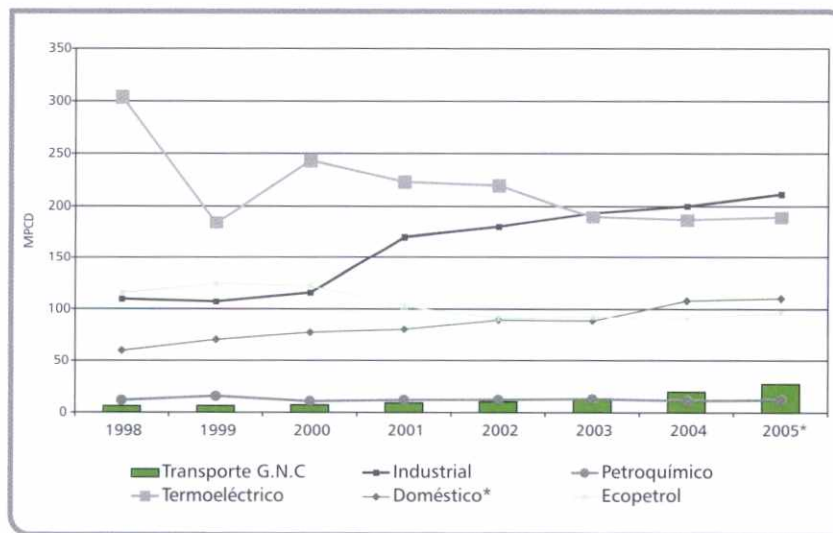
SUMINISTRO DE GAS NATURAL



CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES
1997 - 2005
MPCD

SECTOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*
Doméstico*	59,7	70,1	76,9	80,0	89,3	88,38	107,6	109,8
Ecopetrol	115,8	124,5	122,6	102,5	90,9	92,29	90,6	96,2
Transporte G.N.C	6,0	6,3	7,1	9,0	10,4	13,47	19,9	27,4
Industrial	109,9	107,2	115,9	169,0	179,0	193,21	200,3	211,5
Petroquímico	11,7	15,7	10,7	12,0	12,2	12,93	11,2	11,9
Termoeléctrico	303,9	183,7	243,3	223,0	219,5	189,12	185,7	188,5
Total	607,1	507,5	576,5	595,5	601,3	589,4	615,3	645,2

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES
1998 - 2005



* Incluye comercial
Fuente: Ecopetrol. UPME
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

RELACION DE VEHICULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR
TOTAL PAIS
CONSOLIDADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2005

CIUDAD	ACUMULADO A DIC. 31/2004	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AG	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL ANO 2005	TOTAL PROGRAMA
Barranquilla	10.517	313	217	365	521	336	306	407	449	518	407	337	460	4.636	15.153
Cartagena	4.058	128	165	169	184	186	185	165	221	250	105	105	159	2.022	6.080
Santa Marta	2.030	44	35	102	131	74	85	94	110	100	86	51	53	965	2.995
Valledupar	53	26	40	29	43	23	44	29	41	52	38	21	26	412	465
Montería	1.519	43	50	68	59	56	43	44	57	70	38	40	55	623	2.142
Sincelejo	806	31	30	36	43	41	40	42	42	44	25	15	38	427	1.233
Cali/Yumbo	4.690	281	350	328	395	352	418	368	447	549	628	798	530	5.444	10.134
Tuluá	345	65	66	88	117	67	36	48	64	66	72	77	43	809	1.154
Palmira	265	51	35	51	43	43	45	43	47	54	65	84	75	636	901
Armenia	824	24	38	58	67	50	56	84	71	87	72	117	96	820	1.644
Cerrejón	233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	233
Bogotá	17.170	1.177	1.192	1.115	1.487	1.199	1.150	1.104	929	1.018	1.127	1.826	2.001	15.325	32.495
Bucaramanga	2.992	187	267	217	251	180	172	195	142	113	146	137	85	2.092	5.084
Medellín	5.290	198	217	321	435	352	385	195	197	285	358	525	1.148	4.616	9.906
Dos Q./ Pereira	249	5	22	9	8	43	69	103	109	142	124	193	116	943	1.192
Villavicencio	1.377	66	80	85	97	84	82	63	37	82	123	83	173	1.055	2.432
Neiva	584	43	46	50	66	48	34	20	34	20	38	25	40	464	1.048
Ibagué	167	6	6	21	28	27	25	21	35	170	405	320	301	1.365	1.532
Girardot	-	-	-	-	-	-	-	50	7	16	8	8	5	94	94
Total	53.169	2688	2856	3112	3975	3161	3175	3075	3039	3636	3865	4762	5404	42.748	95.917

Fuente: Empresas Distribuidoras y/o Comercializadoras de gas natural comprimido vehicular
Consolidada: Dirección de Gas del Ministerio de Minas y Energía

NÚMERO DE INSTALACIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL POR REGIONES
1998 - 2005

REGIONES	DIC. 31 / 98	DIC. 31 / 99	DIC. 31 / 00	DIC. 31 / 01	DIC. 31 / 02	DIC. 31 / 03	DIC. 31 / 04	DIC. 31 / 05
Guajira	28.691	31.521	35.076	37.298	40.329	42.211	45.486	48.284
Atlántico - Magdalena	313.113	347.626	370.981	389.381	403.051	414.113	441.364	453.024
Bolívar - Córdoba - Sucre	254.146	265.842	277.852	293.632	306.617	322.295	350.055	365.160
Cesar	32.785	36.830	41.618	53.671	59.318	64.347	71.682	79.847
Santander	218.828	225.461	229.558	223.075	227.578	232.792	246.968	245.802
Huila - Tolima	72.689	93.603	129.713	148.093	170.787	184.632	200.863	216.243
Norte de Santander	9.545	10.367	10.367	10.367	10.367	53.644	65.839	65.875
Meta - Casanare	68.268	70.829	79.202	85.946	96.040	102.483	110.333	114.011
Cundinamarca - Boyaca	577.657	705.060	815.830	928.943	1.068.178	1.167.947	1.314.552	1.403.670
Valle del Cauca	24.970	67.385	130.883	193.183	274.161	335.353	404.343	458.129
Eje Cafetero	17.893	37.414	44.057	74.682	106.903	133.923	159.179	178.880
Antioquia	0	6.970	17.791	41.324	77.566	110.701	152.910	192.980
Total País	1.618.585	1.898.908	2.182.928	2.479.595	2.840.895	3.164.441	3.563.574	3.821.905

Cundinamarca: Incluye Bogotá
Fuente: Ecopetrol; Minimas - Dirección General de Gas
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRECIOS DE GAS NATURAL EN BOCA DE POZO, RESOLUCION 039/75 (GAS GUAJIRA)		
PERIODO		US\$/KPC
10-Jul-75		0,50000
01-Sep-77	09-Feb-78	0,80000
10-Feb-78	09-Ago-78	0,81254
10-Ago-78	09-Feb-79	0,75218
10-Feb-79	09-Ago-79	0,74730
10-Ago-79	09-Feb-80	1,01281
10-Feb-80	09-Ago-80	1,37780
10-Ago-80	09-Feb-81	1,46010
10-Feb-81	09-Ago-81	1,97943
10-Ago-81	09-Feb-82	1,80534
10-Feb-82	09-Ago-82	1,58517
10-Ago-82	09-Feb-83	1,54166
10-Feb-83	09-Ago-83	1,58001
10-Ago-83	09-Feb-84	1,58095
10-Feb-84	09-Ago-84	1,73577
10-Ago-84	09-Feb-85	1,78180
10-Feb-85	09-Ago-85	1,76933
10-Ago-85	09-Feb-86	1,44832
10-Feb-86	09-Ago-86	1,35300
10-Ago-86	09-Feb-87	0,70000
10-Feb-87	09-Ago-87	0,82891
10-Ago-87	09-Feb-88	1,11495
10-Feb-88	09-Ago-88	0,88876
10-Ago-88	09-Feb-89	0,74101
10-Feb-89	09-Ago-89	0,70000
10-Ago-89	09-Feb-90	0,89576
10-Feb-90	09-Ago-90	1,05114
10-Ago-90	09-Feb-91	0,77746
10-Feb-91	09-Ago-91	1,23918
10-Ago-91	09-Feb-92	0,70000
10-Feb-92	09-Ago-92	0,70000
10-Ago-92	09-Feb-93	0,72329
10-Feb-93	09-Ago-93	0,85403
10-Ago-93	09-Feb-94	0,74529
10-Feb-94	09-Ago-94	0,70000
10-Ago-94	09-Feb-95	0,77296
10-Feb-95	09-Ago-95	0,86354
10-Ago-95	09-Feb-96	0,96894
10-Feb-96	09-Ago-96	0,91645
10-Ago-96	09-Feb-97	0,98628
10-Feb-97	09-Ago-97	1,12092
10-Ago-97	09-Feb-98	0,88722
10-Feb-98	09-Ago-98	0,93574
10-Ago-98	09-Feb-99	0,72050
10-Feb-99	09-Ago-99	0,59310
10-Ago-99	09-Feb-00	0,76662
10-Feb-00	09-Ago-00	1,20688
10-Ago-00	09-Feb-01	1,34203
10-Feb-01	09-Ago-01	1,51315
10-Ago-01	09-Feb-02	1,16339
10-Feb-02	09-Ago-02	0,99913
10-Ago-02	09-Feb-03	1,30148
10-Feb-03	09-Ago-03	1,61040
10-Ago-03	09-Feb-04	1,47188
10-Feb-04	09-Ago-04	1,52060
10-Ago-04	09-Feb-05	1,49884
10-Feb-05	09-Ago-05	1,56708
10-Ago-05	09-Feb-06	2,13267
10-Feb-06	09-Ago-06	2,71499

Fuente: ECOPETROL - Minminas
 Elaboró : UPME - Subdirección de Información Minero Energética

PRODUCCIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)
1998 - 2006
MILES DE BARRILES DÍA CALENDARIO

MES	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	20,82	21,38	23,92	23,88	23,21	20,30	15,25	19,25	23,26
Febrero	18,10	21,00	21,80	20,72	20,64	19,19	17,96	21,68	22,68
Marzo	20,42	21,86	24,24	23,07	21,88	21,66	20,73	21,32	17,97
Abril	19,26	21,88	21,10	23,40	22,01	19,22	18,83	20,67	25,25
Mayo	20,01	21,00	21,35	25,07	26,45	20,35	19,05	19,77	25,22
Junio	20,26	22,85	21,83	22,30	22,63	19,07	20,86	20,75	
Julio	20,91	19,04	19,87	25,14	17,15	19,91	22,40	19,60	
Agosto	21,62	18,88	22,89	23,22	24,07	28,21	21,20	20,78	
Septiembre	20,27	24,68	26,14	22,23	22,14	25,02	19,25	20,28	
Octubre	20,42	21,91	21,04	22,16	21,32	24,01	19,92	18,47	
Noviembre	20,39	20,55	20,66	23,21	23,49	39,11	21,21	19,02	
Diciembre	23,50	22,83	23,94	24,84	20,85	32,89	21,91	18,59	
Promedio	20,47	21,48	22,40	23,35	22,16	24,09	19,89	20,02	22,87

Mayo del 2006 estimado
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas Mensuales de la Industria Petrolera, 1998-2005;
y 2006 Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo- Ecopetrol
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

CONSUMO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)
1998-2006 A MAYO
MILES DE BARRILES DÍA CALENDARIO

MES	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Enero	21,60	21,93	21,82	24,29	23,08	20,92	20,4	20,7	23,34
Febrero	23,86	26,00	25,64	24,09	23,43	21,86	19,3	22,9	22,99
Marzo	21,51	22,02	20,76	24,74	20,63	21,73	25,2	19,0	18,50
Abril	23,55	23,16	26,96	23,49	24,58	21,64	20,4	21,2	21,40
Mayo	21,81	24,47	23,38	24,81	24,37	21,69	20,1	20,5	19,80
Junio	24,25	20,76	25,16	24,70	22,25	20,50	21,1	22,6	
Julio	24,50	26,04	23,32	24,00	21,13	21,59	21,1	21,6	
Agosto	23,26	20,56	25,01	23,75	25,72	22,50	21,6	22,2	
Septiembre	21,93	26,56	25,80	23,17	21,48	21,61	20,7	21,2	
Octubre	23,21	23,14	23,61	24,91	21,99	21,44	21,0	20,7	
Noviembre	20,56	20,56	24,66	25,84	22,96	22,44	20,8	21,2	
Diciembre	25,81	24,87	24,54	25,84	22,89	21,25	21,6	21,1	
Promedio	22,92	23,32	24,20	24,54	22,87	21,60	21,1	21,3	21,2

Nota. Mayo del 2006 estimado
Fuente: Ecopetrol - Estadísticas Mensuales de la Industria Petrolera
Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética

Este libro se terminó de imprimir
es los talleres de Impresos Leal
en Bogotá, D. C., Colombia
Julio de 2006

©

ANEXO

INFORME DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

VIGENCIA 2005 - 2006

Durante el periodo comprendido entre julio de 2005 y mayo de 2006, la Oficina de Control Interno – OCI brindó asesorías, presentó alertas, y realizó evaluaciones, seguimientos y autoevaluaciones, formulando oportunidades de mejoramiento para el fortalecimiento del Sistema de Control Interno del Ministerio. Así mismo, se consolidó información requerida por los entes externos y coordinó capacitaciones para el Ministerio y el Sector Minero Energético en materia del Sistema de Control Interno.

1. ASESORIAS

1.1 INSTANCIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEJORAMIENTO DEL MINISTERIO

Con ocasión de la expedición del Decreto 1599 de 2005, “Por el cual se adopta el Modelo Estándar de Control Interno para el Estado Colombiano – MECI 1000:2005” y la Circular 03 de 2005 del Presidente del Consejo Asesor del Gobierno Nacional en Materia de Control Interno, el Ministro y su equipo de Dirección, por iniciativa y asesoría de la Oficina de Control Interno, tomaron la decisión de unificar las diferentes instancias creadas para implementar los sistemas de Control Interno, Gestión de la Calidad y Desarrollo Administrativo en el Ministerio, con el fin de evitar duplicidad de esfuerzos encaminados a procurar que todas las actividades, operaciones y actuaciones, así como la administración de la información y los recursos, se realicen de acuerdo con las normas constitucionales y legales vigentes dentro de las políticas trazadas por la dirección y en atención a las metas u objetivos previstos.

Es así, que el Ministerio mediante Resolución 18 0360 de 2006, creó y conformó las instancias para la implementación, desarrollo y mejoramiento continuo de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo.

Primera Instancia. Comité de Coordinación de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo.

Instancia superior de articulación y asesoría del Ministro y del cuerpo directivo, cuyo principal objetivo es el de brindar apoyo para desarrollar, implementar, mantener, revisar y perfeccionar los sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad, y de Desarrollo Administrativo.

Segunda Instancia. Directivo Representante de la Alta Dirección, responsable de la Implementación del Sistema de Control Interno, de la Calidad y de Desarrollo Administrativo.

Se designó al Secretario General como Directivo responsable de la operatividad de las acciones necesarias para el desarrollo, implementación y mejoramiento continuo del Sistema de Control Interno basado en el Modelo Estándar de Control Interno, MECI 1000:2005, quien actuará bajo las políticas establecidas por el Comité de Coordinación de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo.

Tercera Instancia. Equipo Operativo para la implementación de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo.

Se creó el Equipo Operativo para la implementación, desarrollo y mejoramiento continuo de los Sistemas Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo, quien tendrá la responsabilidad de adelantar los procesos de diseño, apoyo y coordinación con las diferentes dependencias organizacionales de la entidad, para lograr una óptima implementación de los tres sistemas del Ministerio y supervisado por el Representante de la Dirección.

La Oficina de Control Interno tiene bajo su responsabilidad la Evaluación Independiente de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo, así como el seguimiento al Plan de Mejoramiento Institucional, generando las recomendaciones correspondientes y asesorando a la alta dirección para su puesta en marcha.

1.2 RELACION CON EL SECTOR

La Oficina de Control Interno mantuvo permanente contacto con las entidades del sector minero energético, apoyándolos y asesorándolos en los temas del Sistema de Control Interno, así como organizando eventos de capacitación e integración con los Jefe de las Oficinas de Control Interno de dichas entidades.

1.3 ACTUALIZACIÓN CIRCUITOS DE GESTIÓN

La Oficina de Control Interno durante la vigencia 2005, lideró el proceso de actualización de los Circuitos de Gestión del Ministerio, con todas las áreas organizacionales.

1.4 IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

La Oficina de Control Interno durante las vigencias 2005 y 2006 asesoró al Ministerio en el proceso de implementación del Sistema de Gestión de la Calidad, mediante su participación en las diferentes reuniones y capacitaciones, y de manera particular en la revisión de los procedimientos documentados de las áreas organizacionales que lo solicitaron. De igual forma, en mayo de 2006 la Oficina presentó al Directivo Representante de la Alta Dirección, catorce (14) documentos correspondientes al proceso de "Control Institucional", para aprobación.

1.5 COMITÉ DE COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL INTERNO, DE GESTIÓN DE LA CALIDAD Y DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO DEL MINISTERIO

Entre 1 de enero de 2005 y 15 de mayo de 2006, la Oficina de Control Interno participó en doce (12) reuniones de Comité de Coordinación de los Sistemas de Control Interno, de Gestión de la Calidad y de Desarrollo Administrativo, donde se asesoró en los diferentes temas¹ del control interno del Ministerio.

1.6 TRANSPARENCIA POR COLOMBIA

La Oficina de Control Interno participó en el análisis y elaboración de la respuesta a los resultados presentados en el Informe Índice de Integralidad de las Entidades Públicas Nacionales 2003-2004 elaborado por Corporación Transparencia por Colombia, los cuales fueron enviados por el señor Ministro en junio de 2005, donde se cuestiona los resultados de algunas variables.²

1.7 DIVULGACIÓN DE NORMATIVIDAD

La Oficina de Control Interno, a través del Boletín de Notiminas, la página WEB del Ministerio y circulares, divulgó durante el periodo comprendido entre enero de 2005 y mayo de 2006, notas de interés y normatividad sobre temas de control interno y los resultados de las evaluaciones, seguimientos y autoevaluaciones realizadas.

¹ Metas presidenciales SIGOB, Transparencia por Colombia, Plan de mejoramiento con la CGR, implementación del MECI, convenios interadministrativos, proyectos de ley, implementación del SGC, resultados Auditorías Internas de Calidad, ley de garantías, cobros coactivos, saneamiento contable, Plan Estratégico 2006, y temas ambientales, de las electrificadoras, de entidades adscritas y vinculadas, administrativos de Secretaría General, de las Direcciones de Energía, Minas, Gas e Hidrocarburos.

² Sistema de Quejas y Reclamos; Publicidad en contratación; Rendición de cuentas; Evaluación informe sobre trámites; Esfuerzos anticorrupción; Factor investigación y sanción; Factor institucionalidad y eficiencia; Riesgos en empleo público; y procesos de meritocracia; Evaluación de gestión de la entidad.

1.8 COORDINACIÓN COMISIÓN DE LA CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

La Oficina de Control Interno coordinó en las vigencias 2005 y 2006, la atención de los requerimientos de la Comisión de la CGR como instancia facilitadora de información, designada por el Ministro. De igual forma, se coordinó el proceso de formulación del Plan de Mejoramiento formulado con la Contraloría en agosto de 2005.

1.9 DOCUMENTOS DE ALERTA

La Oficina de Control Interno durante las vigencias 2005 y 2006 presentó documentos de alerta a las áreas organizacionales competentes del Ministerio, sobre la aplicación de normatividad.³

2. CAPACITACIONES

La Oficina de Control Interno coordinó las siguientes jornadas de capacitación durante el periodo reportado, sobre temas del Sistema de Control Interno, dirigidas al Ministerio y el Sector, con el fin de fomentar la cultura de autocontrol.⁴

En el marco del “Programa Fortalecimiento de la Eficiencia y la Rendición de Cuentas” auspiciado por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional – USAID y operado en Colombia por la firma Casals & Associates Inc., en alianza con el Departamento Administrativo de la Función Pública – DAFP, la Contaduría General de la Nación – CGN, la Contraloría General de la República – CGR, la Auditoría General de la República – AGR, la Procuraduría General de la Nación – PGN y el Programa Presidencial de Lucha Contra la Corrupción - PPLCC, se estableció el programa de capacitación en el Nuevo Modelo Estándar de Control Interno – MECI 1000:2005, con el objetivo de transferir a las entidades públicas los conceptos, métodos, procedimientos e instrumentos necesarios para su implementación.

El Ministerio de Minas y Energía y sus entidades Ingeominas, Ipse, Upme, Ecopetrol y la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, fueron seleccionados por USAID/CASALS para formar parte del grupo piloto para recibir la capacitación para la implementación del MECI, la cual se inició en febrero de 2006. En tal sentido, el Ministerio designó al Secretario General, a un representante de cada dirección, a los Coordinadores de los Grupos de Gestión Humana, Participación Ciudadana y Planeación, y al Jefe de la OCI, para participar en dicha capacitación de acuerdo con el rol desempeñado.

Paralelo a lo anterior, tres funcionarios del Ministerio se encuentran adelantando la “Especialización en Control Organizacional y de Gestión” en la Universidad de los Andes, centrada en el planeamiento y operación del Modelo Estándar de Control Interno – MECI -.

3. EVALUACIONES

3.1 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO

La Oficina de Control Interno coordinó en enero de 2006, el diligenciamiento por parte de los funcionarios, de la Encuesta Referencial dispuesta por el DAFP para la evaluación de las fases y componentes del Sistema de Control Interno. El estado del Sistema de Control Interno del Ministerio, a 31 de diciembre de 2005, presentó una calificación de 1.800 puntos (Verde), es decir, con un 85.7% de avance ubicándose en un rango Alto de desarrollo.

LA OFICINA DE CONTROL INTERNO, CONSIDERA QUE EL SISTEMA DE CONTROL INTERNO DEL MINISTERIO MUESTRA UN GRADO DE DESARROLLO MUY IMPORTANTE, POR CUANTO LOS INSTRUMENTOS, MECANISMOS Y ELEMENTOS DE CONTROL ADOPTADOS, APORTAN DE MANERA SUSTANCIAL Y SIN DIFICULTAD PARA EL LOGRO INTEGRO DE LOS OBJETIVOS Y METAS INSTITUCIONALES.

³ Decreto 1014 de 2005, Diferencia inventario equipos de cómputo, Sistema de información SIGOB, Austeridad sectorial, Estrategia pensional, Planes de mejoramiento entidades, Saneamiento contable, Encuesta desempeño institucional, Transparencia por Colombia, Ley 909 de 2004 acuerdos de gestión, Austeridad, Ley 734 de 2002; Convenios eléctricos; Ley 962 de 2005; Decreto 3820 y Circular 008 de 2005; Decreto 3622 de 2005 Políticas de Desarrollo Administrativo, Resolución 550 de 2005 CGN información financiera, Circular Externa 060 de 2005 CGN avalúo de bienes, Carta Circular 066 de 2005 CGN cierre contable, Ley 1010, Decreto 231 y Resolución 734 de 2006 Minprotección - Acoso laboral, Resolución 17 de 2006 PGN trámites disciplinarios, y Concepto 01724 de 2006 Consejo de Estado - gastos caja menor.

⁴ Seminario Taller MECI. Bogotá, 6-jul-05, colaboración DAFP; El ABC del Negocio de Empresas Generadoras, Comercializadoras y Distribuidoras. Barranquilla, 29-ago-05, colaboración CORELCA; Sensibilización al Cambio. Bogotá, 15, 16, 21, 22 y 30 sep-05; Implementación MECI. Paipa, 24 y 25 nov-05, colaboración EBSA; y Gerencia Estratégica Corporativa – Balanced Scorecard. Medellín, 31-oct-05, colaboración ISA.

Teniendo en cuentas los resultados de la evaluación, la Oficina de Control Interno propuso que el Comité de Coordinación, debe institucionalizar mesas de trabajo en las áreas organizacionales, como mecanismo de divulgación de las decisiones tomadas por en el Comité, donde participen los funcionarios conocedores y ejecutores de los procesos.

3.2 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación al Sistema de Control Interno Contable del Ministerio a 31 de diciembre de 2005, con base en la verificación de los elementos y actividades de control, obteniendo los siguientes resultados: (1) Las políticas contables y financieras se cumplieron, por cuanto se realizaron los registros, validaciones, conciliaciones, análisis y ajustes de las operaciones e información contable en los sistemas de información, de manera oportuna; y (2) Se estableció que a febrero de 2006, de un total de 10 observaciones contables, administrativas y de sistemas formuladas por la Oficina de Control Interno, se han acogido ocho (8), es decir el 80%.

LA OFICINA DE CONTROL INTERNO CONSIDERA QUE LOS SUBSISTEMAS, COMPONENTES Y ELEMENTOS DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE DEL MINISTERIO, SE ENCUENTRAN FUNCIONANDO ÍNTEGRAMENTE, LO CUAL CONTRIBUYE A QUE LA INFORMACIÓN REPORTADA REÚNA LOS POSTULADOS DE CONFIABILIDAD, OPORTUNIDAD Y DE UTILIDAD SOCIAL, CON BASE EN LOS SEGUIMIENTOS, EVALUACIONES Y VERIFICACIONES A LAS ACTIVIDADES, CONTROLES Y PROCEDIMIENTOS ESTABLECIDOS POR EL GRUPO DE FINANCIERA AL PROCESO CONTABLE, PRESUPUESTAL Y DE TESORERÍA.

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación, la Oficina de Control Interno propuso como oportunidad de mejoramiento, fortalecer los siguientes factores y elementos: (1) Acoger las observaciones contables pendientes, formuladas por los entes de control; (2) Dinamizar el proceso de legalización de los bienes inmuebles de Marmato; (3) Agilizar los trámites correspondientes para recuperar las inversiones realizadas por ISA en URRRA; y (4) Conciliar los saldos que se presenten por Operaciones Reciprocas con entidades publicas antes de presentar la información financiera a la Contaduría General de la Nación.

3.3 LEY DE SANEAMIENTO CONTABLE

El Ministerio en cumplimiento de la Ley 716 de 2001, conformó en el 2002 el Comité Técnico de Saneamiento Contable, quien aprobó su reglamento en el mismo año. El Jefe de la Oficina de Control Interno, asiste en calidad de invitado a las reuniones que realiza dicho Comité y otros funcionarios de acuerdo con el tema a tratar.

Producto de la depuración de saldos, el Ministerio expidió cuatro resoluciones en el 2003, por las cuales se dan de baja cuentas por cobrar \$131 millones y cuentas por pagar \$28 millones, recibidas del INEA. El Comité, en el año 2005 se reunió en 14 oportunidades..

3.4 MECANISMOS DE PARTICIPACION CIUDADANA

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación al estado de los Mecanismos de Participación Ciudadana adoptados por el Ministerio a abril de 2005, determinando su establecimiento y funcionamiento de acuerdo con la normatividad que regula la materia.

LA OFICINA DE CONTROL INTERNO CONSIDERA QUE LOS MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA ADOPTADOS POR EL MINISTERIO, SE ENCUENTRAN IMPLEMENTADOS, OPERANDO Y MUESTRAN UN GRADO DE DESARROLLO SIGNIFICATIVO, CUYOS INSTRUMENTOS GARANTIZAN EL ACCESO DE LOS CIUDADANOS, PERMITIÉNDOLE A LA MINISTERIO RETROALIMENTARSE RESPECTO DE SUS ACTUACIONES.

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación, la Oficina de Control Interno propuso la siguiente oportunidad de mejoramiento: (1) El Despacho del Viceministro, la Dirección de Hidrocarburos y de Energía, la Oficina Asesora Jurídica, la Secretaría General y el Grupo de Participación Ciudadana, deben continuar con los puntos de control sobre los mecanismos de participación ciudadana, de manera que se dé estricto cumplimiento a los términos legales establecidos y se evite sanciones para el Ministerio; (2) El Ministerio debe diseñar un formato de acceso en la página Web, únicamente para que el ciudadano realice sus recomendaciones; (3) Los Grupos Financiero, de Servicios Administrativos y de Planeación, deben actualizar la información que les corresponde publicar en la página Web. (4) El Grupo de Participación Ciudadana, en relación con las alertas que genera a las dependencias de actualizar la información publicada en la página Web, debe evidenciar su gestión de monitoreo.

3.5 PLAN DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación al Plan de Desarrollo Administrativo – PDA del Ministerio a diciembre de 2005, verificando el cumplimiento y logro obtenido de las cinco políticas y el proceso de coordinación del Grupo de Planeación, obteniendo los siguientes resultados: (1) Se cumplieron las disposiciones establecidas en la Ley 489 de 1998 y al Decreto 2740 de 2001⁵, por cuanto las acciones y metas establecidas en el PDA apuntan al cumplimiento de las políticas definidas; (2) El Grupo de Planeación dio cumplimiento al artículo 13 del Decreto 2740 de 2001, teniendo en cuenta que coordinó y articuló en el sector, las políticas de desarrollo administrativo, formuladas por el Departamento Administrativo de la Función Pública; (2) Las políticas del Plan de Desarrollo Administrativo PDA, contenidos en 25 metas, presentan en promedio una ejecución del 93.75% con un nivel de riesgo bajo; (3) Se resalta el valor agregado que aportó la Audiencia Pública, en cumplimiento de la política 3, “Democratización de la Administración Pública”, al abrir espacios para el diálogo con la ciudadanía y fortalecer herramientas de acceso a la información de la entidad.

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación, La Oficina de Control Interno propuso la siguiente oportunidad de mejoramiento: (1) El Ministerio debe mejorar las siguientes variables, que afectaron directamente el desarrollo de la política 3 “Democratización de la Administración Pública”, (a) priorizar la asignación presupuestal; (b) actualizar periódicamente los directorios de clientes y usuarios; (c) unificar la información sectorial, mediante software especializados; (d) establecer estrategias para una mayor participación ciudadana en las audiencias públicas, y considerar la posibilidad de realizarlas en otras ciudades de manera simultánea; (2) Continuar con la actualización periódica de la “Guía Práctica de Normatividad Aplicable”, en cumplimiento de la política 4 “Moralización y Transparencia en la Administración Pública”, con el fin de que su consulta sea confiable y segura para los usuarios.

3.6 DERECHOS DE AUTOR

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación para establecer el cumplimiento por parte del Ministerio de las normas en materia de derechos de autor sobre software a 15 de marzo de 2006, obteniendo los siguientes resultados: (1) Se está dando cumplimiento a las normas en materia de derechos de autor sobre licenciamiento de software. Lo anterior, teniendo en cuenta el nivel de riesgo en que se encuentran las variables analizadas; (2) Se adquirió el antivirus Appliance, el cual es una solución de hardware y software que garantiza protección del 97%; (3) Se cuenta con 285 equipos de cómputo, de los cuales 216 son de su propiedad y 69 recibidos en calidad de comodato. Cuenta con 68 software instalados en los equipos de cómputo, los cuales se encuentran respaldados por 848 licencias; (4) No se cuenta con un software que permita de manera automática el monitoreo y detección de software no licenciados; (5) En relación con el Plan de Mejoramiento, se estableció que a 8 de marzo de 2006, 4 acciones correctivas se encuentran cumplidas, es decir el 57%, y 3 se encuentran previstas para ejecutar después de la fecha del informe.

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación, la Oficina de Control Interno propuso como oportunidad de mejoramiento, que el Ministerio debe: (1) Realizar todas las gestiones conducentes a minimizar los riesgos de virus y ataques de piratas informáticos o hackers; (2) Estudiar la factibilidad de adquirir un software que permita de manera automática el monitoreo y detección de los mismos; (3) Establecer un plan para garantizar una infraestructura mínima para su Centro de Cómputo, de manera que solucione los rezagos de infraestructura tecnológica y del Sistema de Información del Ministerio, mediante una nueva solicitud de recursos, a través del DNP.

3.7 CAJAS MENORES

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación al estado de las Cajas Menores del Ministerio, por el periodo comprendido entre enero y abril de 2005. Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación, la Oficina de Control Interno propuso: (1) Fortalecer los mecanismos de control existentes, a fin de solucionar y evitar que se continúen presentando las situaciones descritas en el Informe de Evaluación de Cajas Menores; (2) Establecer mecanismos que permitan a las dependencias dar cumplimiento a la Resolución 8 0601 de 2001; (3) Se recomienda que una vez agotado el 70% del rubro presupuestal, se solicite el correspondiente reembolso, para garantizar disponibilidad de recursos; (4) Estudiar la posibilidad de incrementar los montos de las cajas menores, con el fin de prevenir que en determinado momento los recursos no alcancen para realizar algunas reuniones o comisiones o no se cancele oportunamente las facturas o comisiones por falta de recursos.

⁵ Derogado por el Decreto 3622 de 2005.

3.8 DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

ELEMENTOS DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación a los Elementos del Sistema de Control Interno – SCI de la Dirección de Hidrocarburos, con base en la percepción que tienen los funcionarios en la aplicación y funcionamiento de las variables que integran el sistema a julio de 2005, obteniendo los siguientes resultados: (1) La Aplicación de los Elementos del SCI se encuentra en el 77% con un nivel de riesgo Bajo, es decir, que la aplicación de las variables muestran un grado de desarrollo importante; (2) La aplicación y del Grado de Aplicación por Variable del CSI se estableció que de 97 variables analizadas, 25 se encuentran en un nivel de riesgo entre Mediano y Muy Alto, es decir el 25.77%.

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación, La Oficina de Control Interno propuso como oportunidad de mejoramiento que el la Dirección de Hidrocarburos debe asegurarse de: (1) Realizar gestiones para la disponibilidad y suficiencia de recursos financieros necesarios para apoyar el adecuado desarrollo de sus funciones; (2) Hacer partícipes a todos sus funcionarios en la formulación de los objetivos, indicadores de gestión y planes de mejoramiento, para incrementar el nivel de aplicación de la variable planeación; (3) Que las tareas asignadas a sus funcionarios sean coherentes con la Concertación de Objetivos; (4) La disponibilidad del recurso humano necesario para el cumplimiento de las funciones asignadas; (5) Que los registros y documentos internos y externos de la dependencia sean fácilmente identificables, adecuadamente almacenados y protegidos; (6) Establecer canales de comunicación internos efectivos, para garantizar la divulgación y circulación de información entre los funcionarios de la dependencia.

SUBPROCESOS DE HIDROCARBUROS

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación a algunos subprocesos que ejecuta la Dirección de Hidrocarburos a noviembre de 2005, obteniendo los siguientes resultados: (1) La ejecución del SP1 “Formulación de planes, políticas y lineamientos institucionales” se encuentra en un nivel de riesgo Bajo, por cuanto la Dirección apoyó al Ministerio con su participación activa en los diferentes temas.

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación, La Oficina de Control Interno propuso considerar las siguientes oportunidades de mejoramiento para la Dirección de Hidrocarburos: (1) Establecer algún mecanismo de registro documental interno que repose en la entidad, de manera que permita evidenciar su participación activa en todas las reuniones y encuentros; (2) Mejorar los puntos de control y seguimiento al vencimiento de los términos de respuesta a los Derechos de Petición, Quejas y Reclamos.

3.9 DIRECCIÓN DE ENERGÍA

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación a la Dirección de Energía, a septiembre de 2005, sobre el estado del proceso de liquidación de los 205 convenios eléctricos suscritos por el Ministerio entre 1993 y 1999, verificando la gestión realizada por la Dirección de Energía en coordinación de las otras áreas del Ministerio

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación, la Oficina de Control Interno propuso considerar las siguientes oportunidades de mejoramiento: (1) Se debe continuar con la agilización del proceso de liquidación de los convenios eléctricos con los entes ejecutores; (2) Se debe registrar en los Estados Financieros los \$13.236 millones correspondientes a los 65 convenios pendientes por liquidar; (3) Archivar de manera oportuna en cada carpeta de los convenios, todos los documentos que soportan las acciones conducentes a su liquidación; (4) Tratar el tema del registro contable de los convenios eléctricos pendientes por liquidar, en el Comité Técnico de Saneamiento Contable.

3.10 PROCESO DE CONTRATACIÓN

La Oficina de Control Interno realizó la evaluación para establecer el cumplimiento por parte del Ministerio de los procesos de contratación, durante el periodo comprendido entre enero y noviembre de 2005, conceptuando que el Ministerio está dando cumplimiento a las normas en materia de contratación.

No obstante los resultados, la Oficina de Control Interno propuso considerar las siguientes oportunidades de mejoramiento: (1) Aunque no existe impedimento legal para contratar con personas naturales o jurídicas reportadas como deudores morosos, la administración debe realizar un análisis de la conveniencia o no para el Ministerio, de contratar con ellos; (2) Actualizar el Manual de Procedimientos para la Contratación del Ministerio⁶, ajustándolo a

⁶ La última versión de Manual es de abril de 2004.

las últimas disposiciones legales; (3) Solicitar al oferente que la cotización sea suscrita por la persona debidamente facultada por la empresa para ofertar y no por los ejecutivos de cuentas y/o vendedores de la misma.

4. SEGUIMIENTOS

4.1 PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA

El Ministerio suscribió el Plan de Mejoramiento con la Contraloría General de la República el 4 de agosto de 2005, el cual incluye 30 observaciones contenidas en 58 metas. Se estableció que a diciembre de 2005, el Plan se encuentra acogido en un 50%, es decir, que de las 58 metas programadas se han cumplido 29 de manera total. No obstante lo anterior, de las 33 metas que deberían estar cumplidas a la fecha de cierre del seguimiento, se han cumplido 29, esto es el 87.8%. Así mismo se estableció, que de las 30 observaciones descritas en el plan formulado, se encuentran acogidas 11 de manera total⁷, es decir el 36.66%, quedando pendiente 19 observaciones por atender.

LA OFICINA DE CONTROL INTERNA, CONSIDERA QUE LA ADOPCIÓN DEL PLAN DE MEJORAMIENTO CON LA CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA, MUESTRA UN GRADO DE CUMPLIMIENTO IMPORTANTE, POR QUE DE LAS 33 METAS QUE DEBERÍAN ESTAR CUMPLIDAS A LA FECHA, SE HAN EJECUTADO 29, ESTO ES EL 87.8% DE CUMPLIMIENTO Y EQUIVALE AL 50% DE EJECUCIÓN DEL TOTAL DEL PLAN DE MEJORAMIENTO.

4.2 EVALUACIÓN CUMPLIMIENTO AUSTERIDAD DEL GASTO DEL MINISTERIO

La Oficina de Control Interno verificó el cumplimiento de las normas de Austeridad del Gasto en el periodo junio de 2005 y marzo de 2006 por parte del Ministerio, realizando diez seguimientos. Como resultado de esta verificación, se concluyó que en términos generales el Ministerio continúa dando cumplimiento y observando rigurosamente las directrices gubernamentales en materia de austeridad del gasto público. No obstante lo anterior, en el informe del mes de marzo de 2005, se estableció que no se dio cabal cumplimiento a los artículos 5, 6 y 15 del Decreto 26 de 1998. De igual manera, en el informe de los meses de abril y mayo de 2005, se determinó que no se dio cabal cumplimiento al artículo 15 del Decreto 26 de 1998.

4.3 GASTOS DE FUNCIONAMIENTO SECTORIAL

La Oficina de Control Interno consolidó cuatro (4) seguimientos entre marzo de 2005 y enero de 2006, al comportamiento de los Gastos de Funcionamiento de las Entidades Adscritas y Vinculadas al Ministerio, obteniendo los siguientes resultados a 31 de diciembre de 2005.

ENTIDAD	2004*	2005*	DIFERENCIA ABSOLUTA	DIFERENCIA RELATIVA
ANH	6.449.051.911	5.417.675.707	-1.031.376.205	-15,99%
CARBOL**	12.749.107.964	4.331.947.089	-8.417.160.875	-66,02%
CREG	5.110.140.203	5.073.405.003	-36.735.200	-0,72%
ECOGAS	3.341.146.505	3.233.804.101	-107.342.404	-3,21%
ECOPETROL	629.108.083.237	420.816.605.856	-208.291.477.381	-33,11%
FEN	4.000.507.808	3.320.923.351	-679.584.457	-16,99%
INGEOMINAS	17.921.790.288	24.905.936.063	6.984.145.776	38,97%
IPSE	4.276.182.375	4.135.813.876	-140.368.500	-3,28%
MINERCOL	9.999.142.171	7.227.492.018	-2.771.650.153	-27,72%
MINISTERIO	7.521.055.580	8.961.779.729	1.440.724.149	19,16%
UPME	7.324.194.803	3.394.499.904	-3.929.694.899	-53,65%
TOTAL SECTOR	707.800.402.845	490.819.882.697	-216.980.520.148	-30,66%
TOTAL SECTOR SIN ECOPETROL	78.692.319.608	70.003.276.841	-8.689042.767	-11,04%

* Cifras indexadas a 31 de marzo de 2006.

** Carbocol terminó su proceso de liquidación, por lo que a partir del 2006 no se tendrá en cuenta en los cálculos trimestrales.

⁷ Observaciones acogidas totalmente: 7, 8, 9, 11, 14, 15, 19, 20, 21, 22 y 29.

Las entidades del sector mostraron un compromiso claro durante la vigencia de 2005 con la política de Austeridad de la Presidencia de la República, ya que la mayoría presentan ahorros significativos, es así que en conjunto el ahorro ascendió a la suma de \$261.980 millones, lo que representa el 30,66% frente a los gastos de 2004.

5. AUTOEVALUACIONES

5.1 SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

La Oficina de Control Interno coordinó la determinación del estado del Sistema de Administración de Riesgos - SAR del Ministerio, con base en la autoevaluación que realizaron las áreas organizacionales, a 29 de diciembre de 2005, obteniendo los siguientes resultados: (1) Se identificaron 500 actividades, 831 riesgos inherentes, 1.002 controles existentes, se han materializado 163 riesgos inherentes y se pactaron 238 acciones de mejoramiento.

Con base en los resultados obtenidos, la Oficina de Control Interno estableció las siguientes oportunidades de mejoramiento del SAR: (1) Todas las dependencias deben programar dentro de sus actividades, la revisión y actualización periódica de su Mapa de Riesgos; (2) Todas las áreas organizacionales deben realizar "Mesas de Trabajo" periódicas, con el fin de propiciar espacios de participación, minimizar la materialización de los riesgos y conseguir los objetivos estratégicos planteados. Se resalta que el Ministerio, es agente multiplicador en el sector sobre el tema y ha compartido la metodología establecida con las entidades que lo solicitan.

LA OFICINA DE CONTROL INTERNO, CONSIDERA QUE EL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS DEL MINISTERIO MUESTRA UN GRADO DE DESARROLLO ACEPTABLE, POR CUANTO LAS DEPENDENCIAS Y GRUPOS PERIODICAMENTE REALIZAN LA ACTUALIZACIÓN, IDENTIFICACIÓN Y AUTOEVALUACIÓN DE LOS RIESGOS INHERENTES.