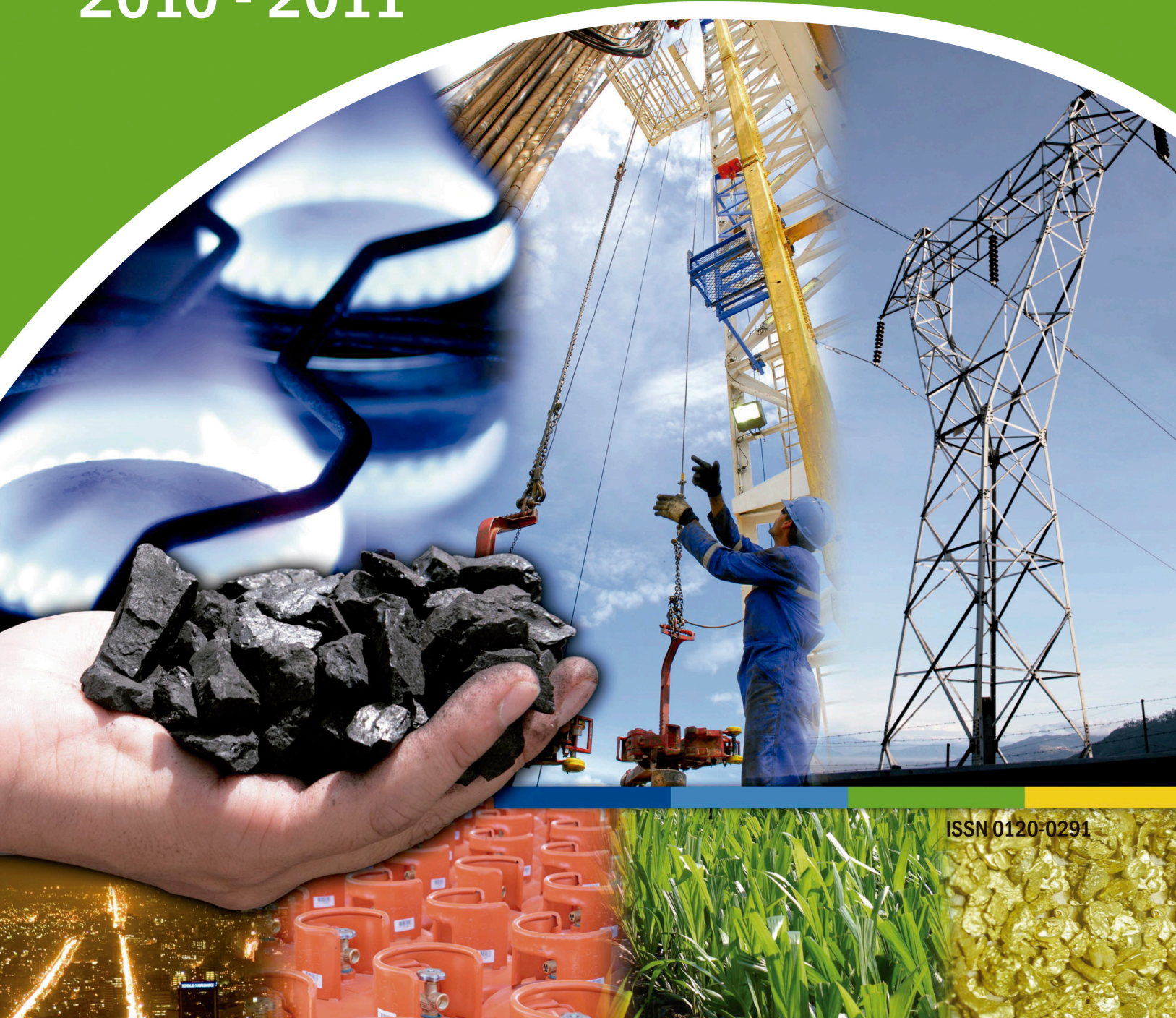




Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia

Prosperidad
para todos

Memorias al Congreso de la República 2010 - 2011



ISSN 0120-0291

La locomotora que *mueve* al país

Carlos Rodado Noriega
Ministro de Minas y Energía



MEMORIAS AL CONGRESO DE LA REPÚBLICA

 **2010 - 2011**

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministro

Carlos Rodado Noriega

Viceministro

Tomás González Estrada

Secretario General

Jorge Alberto García Calume

Jefe Oficina Jurídica

María Clemencia Díaz López

Jefe Oficina Control Interno

Ingrid Cecilia Espinosa Sánchez

Director Técnico de Hidrocarburos

Julio César Vera Díaz

Director Técnico de Minas

Germán Vargas Cuervo

Director Técnico de Energía

Andrés Ernesto Taboada Velásquez

Director Técnico de Gas (e)

Luis Alirio Pérez Jaimes

COORDINACIÓN EDITORIAL

Ricardo Santamaría Daza

Asesor de Comunicaciones

ENTIDADES DEL SECTOR

ENTIDADES ADSCRITAS

Unidades Administrativas Especiales

Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Armando Zamora Reyes

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG

Javier Augusto Díaz Velasco

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Óscar Julián Imitola Acero

Establecimientos Públicos

Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE

Juan Carlos Caiza Rosero

Instituto Colombiano de Geología y Minería - Ingeominas

Óscar Eladio Paredes Zapata

ENTIDADES VINCULADAS

Ecopetrol S.A.

Javier Genaro Gutiérrez Pemberthy

Financiera Energética Nacional - FEN

Luz Esperanza Rojas Jiménez

OTRAS ENTIDADES

Interconexión Eléctrica S.A. ISA

Luis Fernando Alarcón Matilla

ISAGEN S.A. E.S.P.

Luis Fernando Rico Pinzón

Empresa URRÁ S.A. E.S.P.

Alfredo Solano Berrío

Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe GECELCA S.A. E.S.P.

Andrés Yabrudy Lozano

CONTENIDO

REGALÍAS

1	Modificación del Régimen de Distribución de Regalías en Colombia: un camino hacia la equidad regional	24
1.1	Municipios de la periferia económica de Colombia	25
1.2	Exposición de motivos al proyecto de acto legislativo	27
1.2.1	Introducción	27
1.2.2	El auge minero energético y sus efectos macroeconómicos	29
1.2.2.1	Efectos macroeconómicos de una bonanza de productos básicos	30
1.2.2.2	La experiencia de Colombia en el manejo de las bonanzas	31
1.2.3	Pronósticos de mediano plazo del sector minero-energético	33
1.2.4	La experiencia internacional sobre mecanismos de ahorro	36
1.2.5	La regla fiscal sobre las finanzas del Gobierno Nacional Central	40
1.2.6	El balance del sistema de regalías colombiano	41
1.2.7	La propuesta de reforma constitucional	59
1.3	Proyecto de acto legislativo inicial presentado al Congreso de la República	62
1.4	El trámite de la reforma y las propuestas del Ministerio de Minas y Energía	63
1.5	Recursos para la fiscalización y el conocimiento geológico	64
1.6	Texto final de Reforma Constitucional aprobado por el Congreso de la República	65
1.7	Corolario de una reforma en pro de la equidad	68

SECTOR HIDROCARBUROS

1	Plan Estratégico Sectorial	70
1.1	Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y energía eléctrica	70
1.1.1	Aumentar la exploración y producción de hidrocarburos	70
1.1.2	Construir la infraestructura necesaria para asegurar el abastecimiento confiable de hidrocarburos y energía eléctrica	70
1.1.3	Fortalecer y desarrollar el marco regulatorio que garantice la formación de precios competitivos y la expansión de la infraestructura	70
1.2	Impulsar la integración energética regional	70
1.2.1	Fortalecer las importaciones lícitas de combustibles venezolanos en zonas de frontera	70
2	Avances en las metas generales del Plan Nacional de Desarrollo	70
2.1	Contratos	71
2.2	Exploración	72
2.2.1	Exploración Sísmica	72
2.2.2	Pozos Exploratorios (A-3)	73
2.3	Reservas	74
2.4	Producción	75
2.4.1	Proyectos Especiales	76
2.4.1.1	Crudos Pesados	76
2.4.1.2	Crudo Convencional	76
2.4.1.3	Gas	77
2.4.2	Contratos Exploración y Producción, E&P	77
2.4.2.1	Convenios con Ecopetrol S.A.	77
2.5	Concesión Tello	77
3	Regalías	78
3.1	Recaudo de regalías	78
3.2	Giro de regalías	79
3.3	Cálculo de descuentos Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP	81
3.4	Desahorro Extraordinario, artículo 45 de la Ley 1151 de 2007 (Saneamiento de Cartera Hospitalaria)	83
3.5	Giro directo al Patrimonio Autónomo FIA	83
4	Zonas de Frontera	83
4.1	Aspectos relevantes de abastecimiento por regiones	83
4.1.1	Región Norte	83
4.1.2	Región Oriente	84
4.1.3	Región Orinoquía y Amazonía	84
4.1.4	Región Sur	85

4.2	Reconversión socio laboral de pimpineros	85
4.2.1	Resultados del periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y 30 de mayo de 2011	86
4.2.2	Acciones de control	86
5	Transporte	87
5.1	Barriles transportados	90
5.2	Capacidad de almacenamiento	92
6	Refinación y petroquímica	92
6.1	Margen Bruto de Refinación	92
6.2	Cargas a refinerías	93
6.3	Factor de Utilización y Confiabilidad	93
6.4	Inversiones	94
6.5	Proyecto Modernización de Barrancabermeja	94
6.5.1	Principales avances realizados entre julio 21 2010 hasta el 31 de mayo 2011	94
6.5.2	HSE	94
6.5.3	Asuntos externos	94
6.5.4	Ingeniería	94
6.5.5	Compras & contratación	95
6.5.6	Construcción	95
6.6	Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena	95
6.6.1	Principales hitos o acciones realizados	95
7	Suministro y mercado	96
7.1	Satisfacción de clientes	96
7.2	Abastecimiento de combustibles, petroquímicos y productos industriales	96
7.3	Calidad de combustibles	97
7.3.1	Diesel	97
7.3.2	Gasolina	97
7.3.3	Aromáticos y alifáticos	98
7.3.4	Asfalto	98
7.3.5	Propileno	98
7.3.6	Parafinas	98
7.3.7	Bases lubricantes	98
7.3.8	Polietileno	98
7.4	Comercio internacional	99
8	Temas regulatorios y legales	99
8.1	Agentes de la cadena de distribución de combustibles	99
8.2	Sistema de Información de Combustibles, SICOM	100
8.2.1	Logros del SICOM	100
8.3	Reglamento técnico aplicable a los agentes	101
8.4	Política de precios de los combustibles	101
8.5	Consolidación de la estructura institucional en materia de combustibles	103
9	Biocombustibles	105
9.1	Alcohol carburante	106
9.1.1	Nuevos proyectos para la construcción de plantas de etanol	106
9.2	Biodiesel	107
9.2.1	Proyectos en materia de biocombustibles	109
10	Estudios realizados y seguimientos especiales	109

SECTOR MINAS

1	Marco institucional del sector minero	112
1.1	Ministerio de Minas y Energía	112
1.2	Ingeominas	112
1.3	Gobernaciones delegadas	112
1.4	UPME	112
2	Reestructuración del sector minero	113
3	Cifras del sector minero	116
3.1	Macroeconómicas	116
3.1.1	PIB Minero	116
3.1.2	Inversión Extranjera Directa en minería	117
3.1.3	Exportaciones mineras	118
3.2	Minería	119

3.2.1	Regalías	119
3.2.2	Producción	120
4	Realizaciones y avances del periodo 2010 - 2011	120
4.1	Objetivos y metas del Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019	120
4.2	Realizaciones 2009 - 2010	121
4.2.1	Líneas para facilitar la actividad minera	121
4.2.1.1	Agenda para promover la inversión minera	121
4.2.1.1.1	Política de Promoción del País Minero	121
4.2.1.1.2	Información y atención al minero	122
4.2.1.2	Procesos ágiles y efectivos	122
4.2.1.2.1	Contratación y titulación minera	122
4.2.1.2.2	Catastro Minero Colombiano, CMC	124
4.2.1.2.3	SIMCO	124
4.2.1.2.4	Plan Estratégico de Tecnologías de Información y Comunicación para el Sector Minero, PETICs	125
4.2.1.2.5	Reservas especiales	127
4.2.1.2.6	Zonas Mineras Indígenas y de Comunidades Negras	127
4.2.1.2.7	Expropiaciones a favor de la minería	129
4.2.1.2.8	Contrato de Administración Parafiscal de La Esmeralda	129
4.2.1.2.9	Seguridad y salvamento minero	129
4.2.1.2.10	SAMA	133
4.2.1.3	Información geológica minera de libre y fácil acceso	133
4.2.2	Líneas de fiscalización del aprovechamiento minero	134
4.2.2.1	Procesos efectivos de recaudo, liquidación, distribución y giro de regalías	134
4.2.2.2	Precio base para liquidación de regalías	134
4.2.2.3	Procesos efectivos de fiscalización integral de la actividad minera	134
4.2.2.4	Programa de Legalización de Minería de Hecho	137
4.2.2.5	Programa Integral de Control a la Ilegalidad	138
4.2.3	Líneas para promover el mejoramiento de la productividad y competitividad en la minería	140
4.2.3.1	Agenda para la modernización de la minería tradicional	140
4.2.3.2	Proyectos de Fomento Minero	141
4.2.3.3	Estrategia de financiamiento para el sector minero	142
4.2.3.4	Censo Minero	143
4.2.4	Líneas para promover el desarrollo sostenible en la minería	143
4.2.4.1	Aspectos ambientales	144

SECTOR ENERGÍA

1	Evolución del mercado eléctrico	146
1.1	Evolución principales cifras de la operación y administración del Mercado de Energía Mayorista	146
1.2	Demanda de energía	146
1.2.1	Participantes del mercado	146
1.2.2	Transacciones del mercado	147
1.2.3	Intercambios internacionales de energía	148
1.3	Resumen operación y administración del mercado - 2010	148
1.3.1	Resumen cifras a abril 30 de 2011	151
1.4	Gestión de la situación energética nacional frente al fenómeno El Niño	152
2	UPME	152
2.1	Conclusiones Plan de Generación 2010 - 2025	152
2.1.1	Seguimiento al Plan	153
2.2	Transmisión de energía eléctrica	154
2.3	Convocatorias públicas	155
2.3.1	Otras convocatorias	156
2.4	Energización y ampliación de la cobertura	156
2.5	Demanda de electricidad	157
2.5.1	Proyectos OIEA	157
2.5.2	Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia 2010 - 2031	157
2.5.3	Proyecciones de demanda de energía eléctrica por sectores 2010 - 2014	157
2.5.4	Caracterización de la demanda de energía	157
2.5.5	Proyección de demanda de gas natural y combustibles líquidos	158
2.5.6	Costos de racionamiento	158
2.5.7	Caracterización energética del sector residencial	158
2.6	Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética, CACSSE	158
2.6.1	Uso Racional de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía	158
2.7	Medio Ambiente	161

3	Fondos de financiación	162
3.1	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI	162
3.2	Fondo de Energía Social, FOES	162
3.3	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI	164
3.3.1	Información estadística	164
3.3.2	Perspectivas	165
3.4	Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE	165
3.5	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER	165
4	Prestación del servicio de energía en Zonas No Interconectadas	166
4.1	Proyectos ejecutados, en proceso de ejecución y programados 2004 - 2010	166
4.2	Seguimiento Técnico de Proyectos Energéticos	167
4.3	Subsidios por Menores Tarifas en las ZNI	169
4.4	Siembra de higuera para obtención de biodiésel	170
4.5	Actividades y productos desarrollados por el Centro Nacional de Monitoreo, CNM	170
4.6	Telemetría de combustibles en Zonas No Interconectadas	171
4.7	Proyecto piloto de monitoreo de potenciales energéticos mediante estaciones de medición	172
4.8	Logros CNM: Centro Nacional de Monitoreo para las ZNI	173
5	Marco regulatorio del sector eléctrico	174
5.1	Mercado Mayorista	174
5.2	Medidas por fenómeno El Niño	174
5.3	Cargo por Confiabilidad	174
5.3.1	Aseguramiento de energía para el corto y mediano plazo	174
5.3.2	Demanda Desconectable Voluntaria, DDV	175
5.4	Mercado Mayorista	175
5.4.1	Medidas de promoción de la competencia	175
5.4.2	Retiro de agentes del Mercado Mayorista	175
5.4.3	Registro de fronteras comerciales	175
5.4.4	Normas del Mercado Mayorista para períodos de crisis	175
5.4.5	Cogeneración	175
5.4.6	Reconciliaciones	175
5.5	Mercado Organizado Regulado	176
5.6	Transmisión	176
5.6.1	Aprobación de inventarios a cada Transmisor	176
5.6.2	Verificación de la información de AOM	176
5.6.3	Ajuste de resoluciones relacionadas con la metodología de remuneración de la transmisión (Resolución CREG 022 de 2001)	176
5.6.4	Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada	177
5.7	Distribución	177
5.7.1	Aprobación de costos y cargos, Resolución CREG 097 de 2008	177
5.7.2	Administración, Operación y Mantenimiento, AOM	178
5.7.3	Metodología de remuneración planes de reducción de pérdidas	178
5.7.4	Calidad de la Potencia	178
5.7.5	Calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica	179
5.7.6	Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada en el Sistema de Transmisión Regional	179
5.7.7	Calidad del servicio en los sistemas de distribución local	179
5.7.8	Áreas de distribución	180
5.7.9	Alumbrado público	180
5.7.9.1	Costos máximos	180
5.7.9.2	Facturación y recaudo conjunto	180
5.7.9.3	Revisión del Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998	181
5.8	Comercialización	181
5.9	Interconexiones internacionales	182
5.9.1	Colombia – Ecuador	182
5.9.2	Colombia – Panamá	182
6	Financiera Energética Nacional, FEN	182
6.1	Principales hechos de la gestión de la FEN durante el año 2010	182
6.2	Perspectivas para el año 2011	183
7	Transporte de energía eléctrica en Colombia	183
7.1	Comportamiento de la red	183
7.2	Energía No Suministrada, ENS	183
7.3	Disponibilidad de la red de transmisión	184
7.4	Atentados a la infraestructura eléctrica	184
7.5	Torres afectadas por el invierno	185
7.6	Desarrollo tecnológico	185

7.7	Construcción de proyectos de infraestructura	185
8	Gestión comercial de ISAGEN	186
8.1	Producción de energía	187
8.2	Proyectos en ejecución	187
8.2.1	Trasvase Guarinó	187
8.2.2	Trasvase Manso	187
8.2.3	Proyecto Amoyá	187
8.2.4	Proyecto Sogamoso	188
8.3	Gestión ambiental y social	189

SECTOR GAS

1	Reservas de gas natural	192
1.1	Nuevos contratos de exploración que involucran gas natural	192
1.2	Avance de los contratos de exploración de gas natural existentes	192
2	Oferta de gas natural	194
3	Transporte de gas natural	194
3.1	Promigas S.A. E.S.P.	194
3.2	Transportadora de Gas Internacional, TGI	195
3.2.1	Expansión del sistema de gasoductos desde Ballena	196
3.2.2	Proyecto de expansión del sistema de gasoductos desde Cusiana	196
3.3	Progasur S.A. E.S.P.	196
3.3.1	Proyecto gasoducto Cali - Popayán	196
3.3.2	Proyecto gasoducto Sardinata - Cúcuta	197
3.4	Transoccidente S.A. E.S.P.	197
3.5	Transoriente S.A. E.S.P.	197
3.5.1	Construcción gasoducto Gibraltar-Bucaramanga	197
3.5.2	Operación y mantenimiento del sistema de gasoductos Barrancabermeja-Payoa - Bucaramanga	197
3.6	Transmetano S.A. E.S.P.	198
3.6.1	Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural	198
4	Comercialización de gas natural	198
5	Distribución de gas natural	200
6	Áreas de servicio exclusivo de gas natural	201
7	Fondo especial cuota de fomento	201
7.1	Proyectos en ejecución FECF – MME	201
8	Fondo Nacional de Regalías	204
9	Gas Natural Vehicular	205
10	Aspectos regulatorios y/o reglamentarios de gas natural	206
10.1	Instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural	206
10.1.1	Abastecimiento de gas natural	206
10.2	Transporte de gas	206
10.2.1	Remuneración de la actividad del transporte de gas natural	206
10.2.2	Solicitudes tarifarias	206
10.2.3	Estandarización de contratos	206
10.2.4	Condiciones de acceso al Sistema Nacional de Transporte, SNT	206
10.3	Comercialización de gas natural	206
10.3.1	Definición de la nueva metodología de distribución y comercialización de gas combustible por redes	206
10.3.2	Aprobación de cargos de distribución y comercialización	207
10.3.3	Regulación sobre acceso a sistemas de distribución de gas natural	207
10.3.4	Fórmula tarifaria	207
10.3.5	Ajuste de la regulación de la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas natural	207
10.3.6	Confiability	207
11	Gas Licuado de Petróleo	208
11.1	Producción y consumo de GLP	208

11.2	Proceso de certificación de plantas de envasado de GLP	209
11.3	Periodo de transición en el esquema de cambio de cilindros universales a cilindros marcados	209
12	Aspectos regulatorios del Gas Licuado de Petróleo, GLP, 2010 - 2011	210
12.1	Fórmulas tarifarias	210
12.2	Reglamento de comercialización mayorista	210
12.3	Cargos de transporte a San Andrés Islas	210
12.4	Integración vertical	210
12.5	Calidad del servicio de distribución y comercialización minorista	210

SECTOR ADMINISTRATIVO

1	Ejecución presupuestal	214
1.2	Servicios Administrativos	215
1.2.1	Programa de Gestión de Activos	215
1.2.1.1	Contratos de comodato	215
1.2.1.2	Contratos de arrendamiento	215
1.2.2	Programa de reducción y/o eliminación de gastos	216
1.2.3	Mejoramiento de la Infraestructura física	216
2	Participación ciudadana	216
2.1	Formación ciudadana para la participación	216
2.2	Audiencia pública de rendición de cuentas	216
2.3	Acuerdo para la prosperidad del sector minero	216
3	Sistemas de gestión	217
3.1	Sistema de Desarrollo Administrativo	217
3.2	Sistema de gestión de la calidad - mejoramiento continuo	217
3.3	Modelo Estándar de Control Interno, MECI	218
3.4	Plan Estratégico Sectorial	218
3.5	Gestión documental	218
4	Desarrollo de Talento Humano	218
5	Gestión de tecnologías de información y comunicaciones grupo de sistemas	218
5.1	Modernización de la infraestructura de Tecnologías de la Información, TIC	218
5.2	Implementación de servicios de información	219
6	Recuperación de cartera	219

CONTROL INTERNO

1	Objetivo	222
2	Alcance	222
3	Clientes	222
4	Equipo de trabajo	222
5	Criterios de evaluación	222
6	Metodología	222
7	Desarrollo	222
7.1	Asesorías	222
7.2	Consolidaciones	223
7.3	Evaluaciones	226

ANEXOS

ANEXO LEGAL	233
ANEXOS ESTADÍSTICOS	
HIDROCARBUROS	245
MINAS	279
ENERGÍA ELÉCTRICA	311
GAS COMBUSTIBLE	347

SIGLAS

ACCI	Agencia de Cooperación Internacional de Colombia	CASEC	Comité Ambiental del Sector Eléctrico
ACDI	Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional	CDC	Carbones del Cerrejón
ACEM	Aceite Combustible Ecológico para Motor	CEDELCA	Centrales Eléctricas del Cauca
ACIEM	Asociación Colombiana de Ingenieros Eléctricos, Mecánicos y Afines	CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica	CDTEC	Centro de Desarrollo Tecnológico de la Esmeralda Colombiana
ACP	Asociación Colombiana de Petróleos	CEE	Costo Equivalente en Energía del Cargo por Confiabilidad
ACPM	Aceite Combustible para Motores	CERE	Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad
ADD	Áreas de Distribución de Energía Eléctrica	CENS	Centrales Eléctricas de Norte de Santander
AGC	Control Automático de Generación	CEPAL	Comisión Económica de las Naciones Unidas para América Latina y el Caribe
ALC	Aceite liviano de ciclo	CERI	Instituto Canadiense de Investigación Energética (Canadian Energy Research Institute)
ALCA	Área de Libre Comercio para las Américas	CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas
ANDI	Asociación Nacional de Industriales	CIB	Complejo Industrial de Barranquermeja
ANDESCO	Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades Complementarias e Inherentes	CIU	Clasificación Internacional Industrial Uniforme de todas las actividades económicas
ANFALIT	Asociación Nacional de Fabricantes de Ladrillo y Derivados de la Arcilla	CISA	Central de Inversiones S.A.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	CIURE	Comité Interinstitucional para el Uso Racional de Energía
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento	CMSA	Cerro Matoso S.A.
APDEA	Acto Andino de Intercambio, Promoción y Erradicación de la Droga (Andean Trade, Promotion and Drug Eradication Act)	CND	Centro Nacional de Despacho
API	Escala que expresa la densidad relativa de un hidrocarburo líquido	CNO	Consejo Nacional de Operación
ARP	Administradora de Riesgos Profesionales	CNR	Consejo Nacional de Operación
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales	CODECHOCÓ	Corporación Autónoma del Chocó
ASOGRAVAS	Asociación de Areneros y Gravilleros de Colombia	CODENSA	Comercializadora y Distribuidora de Energía
ASOMINEROS	Asociación Colombiana de Mineros	COLCIENCIAS	Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología
BNA	Bolsa Nacional Agropecuaria	CNO	Consejo Nacional de Operación
BOMT	Construcción Operación Propia, Mantenimiento y Transferencia (Build-Own-Operate Ow Maintenance and Transfer)	CONFIS	Consejo Distrital de Política Económica y Fiscal
BP	British Petroleum	CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
BPIN	Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional	CORCALI	Comité Operativo Regional de Cali
BRASPETRO	Petróleos del Brasil	CORANTIOQUIA	Corporación Autónoma Regional de Antioquia
CNO	Centro Nacional de Operación	CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico	CORMAGDALENA	Corporación Autónoma Regional del Río Grande la Magdalena
CAF	Corporación Andina de Fomento	CORPOAMAZONIA	Corporación Autónoma Regional del Amazonas
CAFAZNI	Comité de Administración del Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas No Interconectadas	CORPOBOYACÁ	Corporación Autónoma Regional de Boyacá
CAM	Centros Ambientales Mineros	CORPOCHIVOR	Corporación Autónoma de Chivor
CAMMA	Conferencia Anual de Ministerios de Minería de las Américas	CORPOGUAVIO	Corporación Autónoma del Guavio
CAN	Comunidad Andina de Naciones	CORPOMACARENA	Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial de la Macarena
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad	CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia
CAPM	Consejo Asesor de Política Minera	CORPOURABÁ	Corporación Autónoma de Urabá
CAR	Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca	COTELCO	Asociación Hotelera y Turística de Colombia
CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A. en liquidación	CPR	Contratos de Participación y Riesgo
CARs	Coorporaciones Autonomas Regionales	CRC	Centro Regional de Control

CRD	Centro Regional de Despacho	FBM	Formato Básico para Captura de Información Minera
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera
CREPADS	Comités Regionales de Prevención y Atención de Desastres	FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
CRT	Capacidad Teórica de Cuentas	FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
CZN	Cerrejón Zona Norte	FEDESMERALDAS	Federación Nacional de Esmeraldas
DC	Direct Current	FEN	Financiera Eléctrica Nacional
DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública	FENALCARBON	Federación Nacional de Carboneros de Colombia
DAM	Distrito Alto Magdalena	FES	Frecuencia de las Fallas Contabilizadas del servicio de energía eléctrica
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística	FIMIN	Fondo de Inversión Minera
DNA	Demanda No Atendida	FIP	Fondo de Inversiones para la Paz
DANSOCIAL	Departamento Administrativo Nacional de la Economía Solidaria	FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
DES	Duración de las fallas contabilizadas del servicio de Energía Eléctrica	FNR	Fondo Nacional de Regalías
DGH	Dirección General de Hidrocarburos	FOB	Free on Board (franco a bordo)
DGM	Dirección General de Minas	FOES	Fondo de Energía Social
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	FONADE	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo
DIMAR	Dirección General Marítima	FONPET	Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico	FOREC	Fondo de Reconstrucción del Eje Cafetero
DNP	Departamento Nacional de Planeación	FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
DPAD	Dirección de Prevención y Atención de Desastres	GEF	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica	GENSA	Gestión Energética S.A.
DTF	Depósitos a Término Fijo	GLP	Gas Licuado del Petróleo
E&L	Integridad Operativa, Energía y Pérdidas	GMF	Gravamen a los movimientos financieros
E&P	Actividad Exploratoria y de Producción	GNC	Gas Natural Comprimido
EADE	Empresa Antioqueña de Energía	GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá	GNV	Gas Natural Vehicular
ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbones	GPPS	Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad
ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas	GRT	Grupos Regionales de Trabajo
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos	GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia	GTZ	Cooperación Técnica Alemana
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío	HMR	Gerenciamiento de Hidrocarburos
EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá	HSE	Salud e Higiene y Seguridad Industrial
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca	IBA	Índice Anual de Bursatilidad Accionaria
EEPPM	Empresas Públicas de Medellín	ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones
EIA	Energy International Agency - Agencia Internacional de Energía	ICP	Instituto Colombiano de Petróleos
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A.	ICPC	Instituto Colombiano de Productos de Cemento
ELECTROCAQUETÁ	Electrificadora del Caquetá	ICRP	Comisión Internacional de Protección Radiológica
ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica	IDA	Índice de Disponibilidad de Activos
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila	IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
ELECTROLIMA	Electrificadora del Tolima en Liquidación	IED	Inversión Extranjera Directa
EMICAUCA	Empresa Minera Indígena del Cauca	IFI	Instituto de Fomento Industrial
EMSA	Electrificadora del Meta S.A E.S.P	IFO	Combustible para Calderas
ENAGAS	Empresa Nacional de Gas de España	IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi
ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima	IGBC	Índice General de la Bolsa de Colombia
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca	INDUMIL	Industria Militar
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad	INEA	Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
EOT	Esquema de Ordenamiento Territorial	INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería
EPC	Engineering Procurement and Construction	INTERCOR	Corporación Internacional de Re-
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico		
ESAP	Escuela Superior de Administración Pública		
ESP	Empresa de Servicios Públicos		
ESSA	Empresa de Energía de Santander		
ETESA	Empresa de Transmisión de Panamá		
EVA	Indicadores de Valor Económico Agregado		
Factor R	Rentabilidad del Proyecto		

	cursos Colombianos (International Colombian Resources Corporation)	PTI	Plan de Trabajo e Inversiones
IPC	Indice de Precios al Consumidor	PTO	Plan de Trabajos y Obras
IPP	Indice de Precios al Productor	RD	Valor de los Impuestos y Regalías Distribuidas
IPSE	Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas	REP	Red de Energía del Perú
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. ESP	Res.	Resolución
ISAGEN	Interconexión Eléctrica S.A. Generadora	RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
IVA	Impuesto al Valor Agregado	RMN	Registro Minero Nacional
JET-A1	Turbocombustible para Aviación	RUT	Reglamento Único de Transporte
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas	S/E	Sub Estación
MAVDT	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	SAMA	Salinas Maritimas de Manaure
MDL	Mecanismos de desarrollo limpio	SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos, Supervisory Control and Data Acquisition
MEM	Mercado de Energía Mayorista	SDL	Sistema de Distribución Local
MERIT	Mantenimiento y Confiabilidad	SEC	Sistema Electrónico de Contratos
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
MINER S.A.	Minera El Roble S.A.	SIAL	Sistema de Áreas Libres
MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda. en liquidación	SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
MME	Ministerio de Minas y Energía	SIEC	Sistema de Información Eléctrico Comercial
MOR	Mercado Organizado Regulado	SIGOB	Sistema de Programación y Gestión de Metas Presidenciales
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas	SIMCO	Sistema de Información Minero Colombiano
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration	SIMEC	Sistema de Información Minero Energético Colombiano
OEF	Obligación de Energía Firme	SIN	Sistema Interconectado Nacional
OCENSA	Oleoducto Central S.A.	SINGEO	Sistema de Información Geocientífica de Ingeominas
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica	SMMLV	Salarios Mínimos Mensuales Legales Vigentes
OLADE	Organización Latino Americana de Energía	SNIE	Sistema Nacional de Información Estadística
OLAMI	Organización Latinoamericana de Minería	SSEPI	Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública
OMC	Organización Mundial de Comercio	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
OR	Operadores de Red	STE	Servicio Transporte de Energía
OXY	Occidental de Colombia	STN	Sistema de Transmisión Nacional
PASM	Programa de Aprovechamiento Sostenible de la Sabana	STR	Sistema de Transmisión Regional
P&G	Pérdidas y Ganancias	TEBSA	Termobarranquilla S.A.
PAZ DEL RÍO S.A.	Acerías Paz del Río S.A.	TIC	Tecnologías de Información y Comunicación
PCBs	Contaminantes orgánicos persistentes	TIES	Transacciones Internacionales de Electricidad
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica	TN	Transmisor Nacional
PDAC	Prospectors and Developers Association of Canada	TRM	Tasa Representativa del Mercado
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.	TSM	Temperatura Superficial del Mar
PEMEX	Petróleos de México	UIS	Universidad Industrial de Santander
PEN	Plan Energético Nacional	UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico
PETIC's	Plan Estratégico de Tecnología de Información y Comunicaciones del Sector Minero Colombiano	UNIPAMPLONA	Universidad de Pamplona
PETROBRAS	Petróleos del Brasil	UNR UPME	Usuarios No Regulados Unidad de Planeación Minero
PETROECUADOR	Petróleos del Ecuador	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
PETROSANTANDER	Petróleos de Santander	UPTC	Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia
PGN	Presupuesto General de la Nación	URE	Uso Racional y Eficiente de Energía
PIB	Producto Interno Bruto	URRÁ	Empresa Multipropósito URRÁ S.A.
PIL	Precio de Importación para Liquidación ecuatoriano	US\$	Dólares
PMA	Plan de Manejo Ambiental	UR	Usuario Regulado
PMD	Plan Maestro de Desarrollo	URL	Uniform Resource Locator (localizador uniforme de recurso)
PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero	USGS	Servicio Geológico de los Estados Unidos
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo	UT	Unión Temporal
PONE	Precio de Oferta Colombianos Expost en el Nodo Frontera para Exportación	WACC	Promedio Ponderado del Costo por Capital (Weighted Average Cost of Capital)
POT's	Planes de Ordenamiento Territorial	WTI	Precio internacional de referencia de petróleo crudo (West Texas Intermediate)
PPA	Acuerdo de compra de energía (Power Purchase Agreement)	XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
PROEXPORT	Fondo de Promoción de Exportaciones	ZARPE	Permiso de navegabilidad expedido por la DIMAR o autoridad competente
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas	ZNI	Zona No Interconectada
PROURE	Programa de Uso Racional de Energía		

CONVENCIONES UNIDADES

2D	2 Dimensiones	kWh	Kilovatios hora
3D	3 Dimensiones	KPC	Kilo pies cúbicos
BEP	Barriles equivalentes de petróleo	KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario
Bl	Barril	kt	Miles de toneladas
BPD	Barriles por día	kV	Miles de voltios
BPDC	Barriles por día calendario	kwh	Kilovatios hora
BTU	Unidad Térmica Inglesa (British Thermal Unit)	L	Litro(s)
CAR	Refinería de Cartagena	LAC	Liquidador y administrador de cuentas
g	Gramo(s)	lb	Libra(s)
gal	Galón	MBPE	Millones de barriles de petróleo equivalentes
GPC	Giga pies cúbicos	MC	Metros cúbicos
GW	Gigavatios	MVA	Megavoltaamperios
Gwh	Gigavatios hora	MVAR	Megavoltamperios reactivos
ha	Héctarea(s)	MW	Megavatios
HP	Caballos de fuerza	MWh	Megavatios hora
HVCD	High - Voltage Direct Current	M\$	Millones de pesos
Hz	Hertz	MUS\$	Millones de dólares
KBLS	Miles de barriles	US\$	Dólares
KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario	\$	Pesos colombianos
KBPD	Miles de barriles de petróleo diarios	\$/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
kg	Kilogramo	m3	Metros cúbicos
km	Kilómetros	mA	Miliamperios
km2	Kilómetro cuadrado	ppm	Partes por millón
kt	Miles de toneladas	TON	Tonelada
kV	Kilovoltios	V	Voltios
kW	Kilovatios		

PRESENTACIÓN

Memorias al Congreso 2010 - 2011

Honorables Senadores y Representantes

En desarrollo de lo previsto en la Constitución Política de Colombia, en su artículo 208, tengo el honor de presentar al Honorable Congreso de la República el Informe de Actividades del Ministerio de Minas y Energía, el cual se refiere al período anual julio 2010 – julio 2011.

Tengo el privilegio, por segunda vez en mi ya larga carrera profesional, de ocupar el Ministerio de Minas y Energía; esa grata experiencia me permite mirar retrospectivamente el país de entonces y el país de ahora, a la luz de algunos indicadores estratégicos, los cuales nos muestran que el sector minero energético ha jugado un papel fundamental en la elevación de las condiciones y la calidad de vida de nuestros compatriotas. Baste recordar que, en esa época, los sectores mayoritarios de poblaciones urbanas como Bogotá y otras ciudades usaban como combustible doméstico el cocinol o gasolina blanca, que además de ser altamente contaminante, era de un peligro extremo en combustión, lo cual, agregado a deficiencias en su manipulación, era fuente de muchas tragedias en vidas humanas y destrucción de los precarios bienes de sus infortunados usuarios. Los menos pobres utilizaban las briquetas de carbón, con menos riesgos de explosión pero con efectos nocivos para el ambiente y la salud humana. En el sector rural no existían siquiera las mencionadas opciones y, como en muchos otros países de nuestra región, la gente apelaba al uso de la leña con las nefastas consecuencias en términos del deterioro ambiental por la deforestación, la denudación de suelos y la contaminación de aguas.

He traído a colación esta pequeña radiografía de situación para mostrar cómo, gracias a la puesta en marcha de políticas y programas de exploración, producción y sustitución de combustibles, pudimos iniciar lo que podríamos llamar la “revolución del gas natural” en Colombia, que con el tiempo se ha ido masificando y hoy cubre la casi totalidad de la Colombia urbana y de importantes sectores rurales, con una cobertura total del 53% de los hogares. En la actualidad, tanto el ciudadano rico como el pobre disfrutan por igual de este servicio como algo normal, mientras que hace unos años el uso doméstico de la energía era un factor que diferenciaba a ricos y pobres, pues a estos últimos les estaba vedado, por su elevado costo, el uso de la energía eléctrica con fines domésticos. Por ello, hay que señalar que al gas le cabe un papel destacado en el progreso social de nuestro país y como factor de democratización del acceso a este valioso recurso.

Desde el punto de vista del sector de Minas y Energía, y tal como está definido en el Plan Nacional de Desarrollo “Prosperidad para Todos”, nos hemos fijado cuatro objetivos estratégicos muy claros:

1. Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y energía eléctrica, en donde los biocombustibles juegan un papel importante.
2. Crear una institucionalidad y mecanismos que garanticen una minería responsable y competitiva.



3. Ampliar el acceso de la población más vulnerable al servicio de energía eléctrica y gas.
4. Impulsar la integración energética regional.

Con estos objetivos se busca que el sector de energía y minas pueda contribuir a democratizar la prosperidad para todos los colombianos a través de la provisión de servicios tan esenciales como la electricidad y todos los derivados de los hidrocarburos, pero también mediante la explotación racional de los recursos naturales no renovables que existen en nuestro país, para lograr de esa manera mejorar la calidad de vida y el bienestar de la población colombiana, reduciendo sus niveles de pobreza y desempleo en una forma social, económica y ambientalmente sostenible.

Desde el punto de vista del subsector de hidrocarburos líquidos y biocombustibles y, en lo que tiene que ver con el abastecimiento a todos los sectores que dependen de los mismos o que en el argot de los hidrocarburos se le llama el ‘downstream’, este gobierno está comprometido en su fortalecimiento para garantizar, de esta manera, el abastecimiento del país, aún bajo las condiciones más críticas, como las que el país ha venido atravesando en el último año a causa de la ola invernal. Dentro de esta política, la diversificación energética se ha convertido en uno de los temas prioritarios, en especial el caso de los combustibles líquidos, y los biocombustibles. Con lo anterior, no solamente se busca tener una alternativa más de suministro de combustibles líquidos para el país, sino que a través de ésta y en conjunto con los ministerios de Agricultura, Medio Ambiente, Transporte, Comercio, Protección Social y Hacienda, en lo que se ha denominado el Comité Intersectorial de Biocombustibles, se propende por la generación de una dinámica nueva en el sector rural, que permita la reactivación del agro, con la consiguiente generación de empleo de calidad, desestímulo de los cultivos ilícitos, mejora de las condiciones de vida y de seguridad de la población ubicada en estas zonas, y se incentiva el retorno a las zonas que otrora se vieran sometidas por la violencia.

El Decreto 2100 de 2011 se convierte en una carta de navegación, no sólo para las empresas que prestan los servicios de gas natural sino para todas las entidades públicas del sector, y con ello, alcanzaremos un objetivo común: “el aseguramiento, en todo momento, del abastecimiento de gas natural para los usuarios del país”. En este sentido, se promoverán las actividades de la exploración y explotación de campos convencionales y no convencionales de gas natural, permitiendo que haya libertad para asumir compromisos de exportación. Ello no debe ser obstáculo para que el Gobierno Nacional, cuando se vea en la necesidad de interrumpirlas para asegurar el abastecimiento de la demanda interna de gas natural, pueda hacerlo a cambio de reconocer el costo de oportunidad del gas dejado de exportar. De otra parte, la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de gas natural se abre paso como una nueva alternativa para promover el abastecimiento y la continuidad del servicio. Nos hemos impuesto el reto de expedir, en un término no mayor de tres meses, todas las reglamentaciones técnicas que exigen una actividad tan particular, y que en un término de seis meses se adopte un modelo contractual específico para este tipo de yacimientos. Como lo he expresado reiteradamente, la meta del cuatrienio es firmar por lo menos 15 nuevos contratos bajo esta modalidad y nos dedicaremos con ahínco a su cumplimiento.

Con este Decreto 2100 de 2011, se fortalece la seguridad jurídica para todas las empresas prestadoras del servicio público y se le otorga flexibilidad a la CREG en el diseño de mecanismos regulatorios que promuevan las inversiones eficientes en infraestructura de suministro y transporte de gas, para seguir contando con un servicio público domiciliario de la calidad como el que hoy tenemos los colombianos y del cual nos sentimos todos orgullosos, por cuanto es un aspecto fundamental no sólo para el sostenimiento y crecimiento de tan importante sector de la economía, sino para una mayor equidad social. Por ello, uno de los grandes retos está en acertar en la definición de los nuevos mecanismos y procedimientos para la comercia-

lización del gas con los lineamientos establecidos por el Gobierno en el Decreto 2100, ya que de ello depende la generación de señales eficientes de mercado que garanticen la expansión del sistema, con la oportunidad que exige la demanda y precios que reflejen su disponibilidad en el corto, mediano y largo plazo. Al respecto, la CREG debe diseñar y adoptar decisiones regulatorias orientadas a mejorar la eficiencia del mercado de gas natural, entre otros asuntos, así como mecanismos de comercialización que promuevan el fortalecimiento de la competencia en el mercado, mitigando de esa manera los perversos efectos de la concentración.

Con lo anterior, se espera que se formen unos precios eficientes para los usuarios del servicio, y por supuesto, que se genere toda la información que requiera el sector de manera oportuna, confiable y suficiente para todos.

En el sector minero nos hemos impuesto la meta de crear las condiciones institucionales para desarrollar una minería responsable que utilice las mejores prácticas para minimizar los impactos ambientales y garantizar un desarrollo ambiental y socialmente sostenible. Este es el gran desafío de política y de acción pública en un país como Colombia que tiene un gran potencial minero pero al mismo tiempo es una de las naciones más ricas del planeta en biodiversidad, lo que implica un compromiso no sólo con nuestro país sino con la comunidad global.

En este contexto estamos adelantando una profunda reforma del sector minero con el fin de que pueda administrar y promover la riqueza mineral de Colombia con eficiencia, transparencia y sostenibilidad.

Es inaplazable mejorar y ampliar el conocimiento geológico del país ya que apenas un 50% ha sido estudiado con geología superficial y el atraso es aún mayor en investigación apoyada por geoquímica y geofísica. Precisamente para superar esta deficiencia, se aprobó, por propuesta del Ministro de Minas en la reforma al régimen de regalías, que un 2% del recaudo total se destinara a la fiscalización y a la cartografía geológica, dos áreas que es necesario fortalecer.

La eficiente administración del recurso minero necesita unos buenos sistemas de información. Y en el caso particular de Colombia, la deficiencia en esos sistemas y en los procesos de tramitación y otorgamiento de títulos mineros ha tenido como consecuencia un Catastro Minero totalmente inadecuado. En ese contexto, con el apoyo del Banco Mundial, se contrató a Enrique Ortega, uno de los más reconocidos expertos en la materia y, con su asesoría, se está adelantando la reingeniería del Catastro Minero Colombiano.

Por supuesto, se requiere también que haya transparencia en el manejo y procesamiento de la información relacionada con la expedición de títulos mineros. Desafortunadamente se han encontrado numerosos casos de irregularidades o anomalías en este proceso, lo que ha llevado a otorgar títulos en áreas excluidas por ley de la actividad minera, como son los páramos o los parques naturales. También se presenta con cierta frecuencia especulación con títulos o congelación de áreas en las que no se realiza exploración alguna, por no disponer de un mecanismo eficaz que disuada este tipo de prácticas. Estas anomalías están siendo investigadas al interior de Ingeominas para corregirlas, pero también han sido puestas en conocimiento de las autoridades pertinentes para que se determine la categoría de la falta y se establezcan responsabilidades.

La seguridad minera es otro de asuntos a los que le hemos dado altísima prioridad para evitar que sigan presentando accidentes en las minas, especialmente en la minería de socavón. Como lo establece el Código de Minas la responsabilidad de la seguridad minera es del titular minero, que debe cumplir estrictamente las normas de seguridad industrial, ambiental, laboral y las de seguridad social. La fiscalización es un método de monitoreo disuasivo que ayuda a evitar incumplimientos de esas normas, pero las inspecciones a las minas no son más

que un control aleatorio, que no puede sustituir la responsabilidad del titular minero que es permanente. La principal dificultad para realizar una fiscalización eficaz ha sido la falta de recursos, lo que lleva a inspecciones deficientes tanto en número como en calidad. Por eso la insistencia del Ministerio de Minas en que se asignara un porcentaje de las regalías para este propósito, lo que finalmente se logró.

Adicionalmente, se están desarrollando programas de capacitación con especial énfasis en la seguridad minera, con el apoyo de entidades como el SENA y el Ministerio de Protección Social.

Quiero destacar también la agenda ambiental. Tal como lo ha expresado el Presidente Santos, el tema ambiental es un eje transversal en nuestro plan de desarrollo, y en él hemos venido trabajando con un criterio de equilibrio que nos permita un desarrollo minero ambientalmente responsable, lejos de los extremos entre la actividad depredadora y el romanticismo paralizante. Este gobierno cree firmemente en la relación armónica entre medio ambiente y un desarrollo sostenible de las actividades minero energéticas. Como somos conscientes de que la exploración y explotación minera impone algunos desafíos significativos con respecto al acceso y el manejo de los recursos naturales, se ha definido que para tomar la mejor decisión sobre el uso racional de esos recursos, se requiere de un marco de planificación integrado, sobre lo cual el Gobierno Nacional, a través de los ministerios de Minas y Energía y de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial han realizado acciones como la construcción conjunta de una visión de largo plazo para armonizar de manera sinérgica la gestión de estas dos entidades; la formulación y desarrollo de agendas específicas para los sectores de hidrocarburos, minería y energía, de manera concordante con la visión y posición internacional del país en términos de biodiversidad y riqueza minero-energética.

A la fecha se ha firmado la Agenda General de los subsectores de hidrocarburos, minería y energía, de tal manera que estamos desarrollando acciones frente a temas específicos y pertinentes al nivel interministerial, como el recurso hídrico, con énfasis en el ordenamiento y manejo de cuencas; los servicios ambientales, referente a la prevención del deterioro y restauración de ecosistemas estratégicos, de acuerdo con la política nacional de biodiversidad; el cambio climático, sobre lo cual se está trabajando en la elaboración de un documento Conpes; procesos productivos, competitivos y sostenibles, orientados hacia la innovación y el desarrollo tecnológico; la prevención y control de la degradación ambiental, complementados con acciones de mitigación y planes y programas remediales relacionados con los daños y pasivos ambientales; el fortalecimiento institucional para la generación de conocimiento y administración de la información relacionada con el ambiente.

A lo largo de este informe, se recogen las realizaciones producto de la concertación con el Congreso Nacional como la trascendental y revolucionaria reforma constitucional al régimen de las regalías, la cual tendrá profundo impacto en la calidad de vida de todo el ámbito territorial colombiano, las reformas en curso al ordenamiento de la institucionalidad minero energética, la ley de facultades extraordinarias para la reestructuración de la administración pública y leyes específicas como la 1428 de 2010 sobre aplicación de subsidios a los usuarios de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas, pertenecientes a los estratos 1 y 2.

La reforma al régimen de regalías constituye, sin lugar a dudas, un hecho de enorme importancia, en la que Ejecutivo y Congreso dieron muestras de lo que es posible realizar mediante un trabajo concertado en pos de grandes objetivos nacionales. Son muchos los aspectos positivos de esta reforma constitucional, pero el fundamento político y moral que le dio una fuerza incontenible a las modificaciones introducidas a la Carta fue el de la equidad en la distribución de las regalías que recibe el Estado por la explotación de los recursos naturales no renovables.

Ahora todas las regiones de Colombia serán beneficiarias de esos recursos, pero direccionados hacia inversiones de gran impacto económico y social y privilegiando en la distribución a las zonas más pobres del país, en especial su periferia costera y fronteriza. Esta asignación toma en cuenta la dimensión espacial de la pobreza en Colombia, que no está distribuida aleatoriamente sino de manera marcada en las regiones Caribe y Pacífica, donde vive el 30% de la población colombiana pero donde se localiza más del 50% de los habitantes con necesidades básicas insatisfechas. Es en esa franja periférica de la patria donde se encuentran las más altas tasas de analfabetismo, desnutrición y mortalidad materna e infantil.

Los fondos de Compensación Regional y de Desarrollo Regional canalizarán recursos de manera preferencial hacia las zonas más atrasadas del país, que son precisamente las que exhiben los mayores índices de necesidades básicas insatisfechas. Resulta paradójico que las regiones costeras y fronterizas, que tienen la mayor potencialidad exportadora por sus ventajas comparativas, estén siendo desaprovechadas por la acción pública como palancas impulsoras del desarrollo nacional. De ahí la importancia de los dos fondos mencionados, que financiarán obras de infraestructura y programas de desarrollo humano en estas zonas de la patria.

Además, el Acto Legislativo que crea y reglamenta el Sistema General de Regalías constituye un punto de inflexión en la historia económica del país al destinar un 10% del total del monto recaudado por concepto de regalías y otras compensaciones para financiar proyectos de ciencia y tecnología, dándole así un gran apoyo a la investigación creadora y a la innovación como elementos fundamentales para mejorar la productividad y la competitividad de nuestro país.

Apreciados legisladores: haber regresado al Congreso Nacional, para defender e impulsar como ministro del Presidente Santos la agenda legislativa de este Gobierno, constituye un grande honor para quien también en una época no lejana le tocó cumplir su papel de control político desde la Cámara de Representantes. Por ello, soy testigo de excepción que el Congreso durante esta legislatura ha respondido con creces a las expectativas que en él cifraron los colombianos.



CONTROL

Ministro Rodado Noriega verifica cumplimiento de los precios de los combustibles por parte de las estaciones de servicio en la ciudad de Bogotá. 27 de junio de 2011.



EQUIDAD

“Reforma al Sistema General de Regalías significa más equidad”: Carlos Rodado Noriega en el Congreso de la República. 15 de junio de 2011.



SERVICIO

El servicio de gas natural domiciliario ya es una realidad para los habitantes del corregimiento de Patillal, Cesar. 5 de junio de 2011.



ESTRATEGIA

Repotenciar la central de generación eléctrica en Puerto Carreño (Vichada), un proyecto estratégico para respaldar el servicio de energía en la frontera con Venezuela. 13 de junio de 2011.



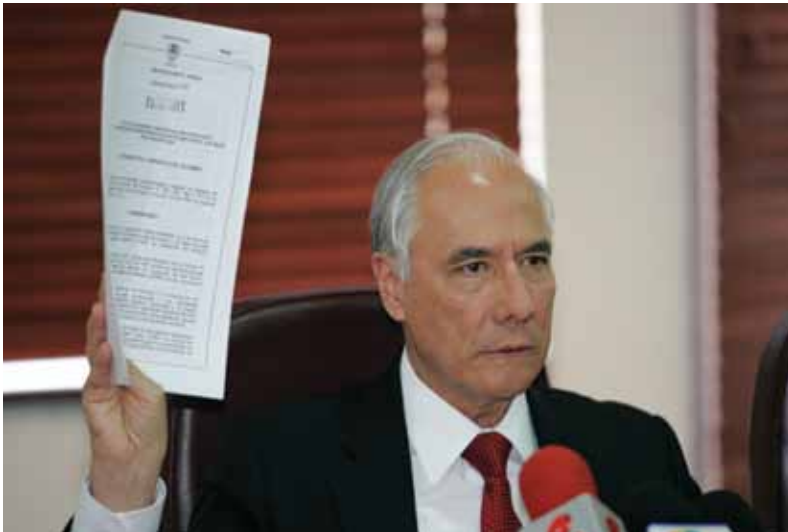
CALIDAD

“Si algo es importante en una institución es apuntar a metas y niveles más altos en el camino de la excelencia”: Ministro Rodado en la apertura a las auditorías internas de calidad del MME. 1 de junio de 2011.



VISION

La profunda reforma del sector minero permitirá administrar y promover la riqueza mineral de Colombia con eficiencia, transparencia y sostenibilidad. Así lo dijo el Ministro Rodado Noriega en el Congreso de la República. 1 de junio del 2011.



PREVISIÓN

Asegurar, en todo momento, el abastecimiento de gas natural para los usuarios del país, objetivo del Decreto 2100 del 2011 que presentó el titular de la cartera de Minas. 19 de junio del 2011.



PROYECCIÓN

El Ministro de Minas y Energía Carlos Rodado Noriega durante su intervención en el XIII Congreso Nacional e Internacional de Servicios Públicos y TIC celebrado en la ciudad de Medellín. 21 de junio del 2011.



SOLUCIONES

Reunión del ministro Rodado Noriega con alcaldes de la Costa Atlántica para definir soluciones para un adecuado servicio de energía por parte de Electricaribe. 8 de julio 2011.



HECHOS

La expansión y el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica de la Orinoquía colombiana es un hecho con la puesta en servicio de la Subestación Altillanura, en Puerto Gaitán, Meta. 18 de marzo de 2011.



EXPERIENCIA

Con el Ministro de Infraestructura de Israel, Uzi Landau, y el embajador de ese país, Meron Reuben, interesados en conocer la experiencia de Colombia en el desarrollo de la infraestructura de gas natural. 15 de julio de 2011.



PRODUCCIÓN

En rueda de prensa, el Ministro Rodado anunció que la producción de petróleo en Colombia viene superando todas las expectativas. El objetivo es llegar a 1,15 millones de barriles por día en 2014. 2 de junio de 2011.

REGALÍAS



1. MODIFICACIÓN

del Régimen de Distribución de Regalías en Colombia: un camino hacia la equidad regional

El 31 de agosto de 2010, pocos días después de iniciado el gobierno del Presidente Juan Manuel Santos Calderón, los ministros de Minas y Energía Carlos Rodado Noriega y de Hacienda y Crédito Público Juan Carlos Echeverry Garzón, radicaron en la Secretaría General del Senado de la República el proyecto de Acto Legislativo “Por el cual se Constituye el Sistema General de Regalías, se modifican los artículos 360 y 361 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones”.

El proyecto de acto legislativo, que fue identificado en el Senado con el número 13 de 2010 y en la Cámara de Representantes con el 123 de 2010, comenzó su trámite legislativo soportado en el fundamento moral y político de buscar una distribución más equitativa de los recursos que percibe el Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables, de tal manera que se pudieran beneficiar todos los colombianos, direccionando una parte importante de esos recursos hacia las regiones que presentan los mayores índices de necesidades básicas insatisfechas, con el deliberado propósito de disminuir los profundos desequilibrios regionales.

La modificación constitucional propuesta parte del reconocimiento de los recursos del subsuelo como una propiedad del Estado, es decir, del ente jurídico que personifica a toda la Nación. Por lo tanto, el producto de las contraprestaciones que se pagan a título de regalías, así como los derechos y compensaciones de carácter económico generados por la exploración y explotación de hidrocarburos y minerales, se debe irrigar en toda la geografía nacional, pero dándole prioridad a las zonas costeras y fronterizas donde reside la población más pobre del país.

Con la aplicación de los anteriores criterios se corrige la concentración de las regalías en unas pocas entidades territoriales. En efecto, hasta hoy siete departamentos con el 17% de la población han venido recibiendo el 80% del total recaudado por concepto de regalías.

Como mecanismos de redistribución del producido de las regalías y otras compensaciones propusimos la creación de los fondos de Desarrollo Regional y de Compensación Regional, el primero, con el propósito de financiar y desarrollar proyectos que mejoren la productividad y la competitividad del país y contribuyan a su desarrollo económico y social; y el segundo, con el objetivo claro de impulsar la equidad

social y regional, mediante la financiación de proyectos de desarrollo humano y de infraestructura en los municipios y zonas más rezagados de Colombia, como lo propuso desde el inicio del trámite legislativo el Ministro de Minas y Energía, idea fuerza que desde la Asamblea Nacional Constituyente del 1991 han venido promoviendo dirigentes del Caribe Colombiano con un irrefutable fundamento conceptual.

Es una propuesta que se defiende no sólo con argumentos de justicia social sino de eficiencia económica. En efecto, Colombia en el curso de su devenir como república ha desaprovechado el enorme potencial de desarrollo exportador que tiene en sus dos regiones costeras, la Caribe y la Pacífica, y eso explica por qué nuestro país exhibe uno de los índices más bajos de exportaciones per cápita de América Latina. El progreso de estas regiones no es un capricho regional sino una necesidad de la nación entera para proyectarse exitosamente hacia los mercados externos, donde la competencia es cada día más agreste y difícil.

La pobreza en Colombia no está distribuida aleatoriamente sino que tiene un marcado sesgo geográfico que la ubica en la periferia del mapa nacional, lejos de la acción del Estado que, históricamente, se ha concentrado en un núcleo de departamentos centrales mucho más prósperos.

Para lograr los objetivos de erradicar la pobreza y eliminar brechas en los indicadores socioeconómicos, la política de asignación de recursos a través del Fondo de Compensación Regional, FCR, debe ser una política de largo plazo, es decir, una política de Estado sostenida en el tiempo. De esta manera, el FCR podrá ser un instrumento de política económica que no esté ligado a un partido político o al gobierno de turno, por cuanto la pobreza en gran parte del territorio es estructural, y sus principales componentes sólo cambian gradualmente. Esa es la razón por la cual se plantea que el Fondo de Compensación Regional tenga una duración de 30 años.

Con el propósito de darle una utilización más eficiente a los recursos provenientes de las regalías, desde la campaña presidencial el candidato Juan Manuel Santos propuso destinar un 10% del total recaudado para la financiación de programas y proyectos de ciencia, tecnología e innovación, frente de gran trascendencia que ha estado muy rezagado en nuestro país por falta de recursos públicos que financien esas importantes áreas. Estos recursos beneficiarán a todas las regiones de la patria y serán asignados con los mismos criterios con que se distribuyen los fondos de Compensación y Desarrollo Regional.

Igualmente, se asigna un 10% del monto total del Sistema General de Regalías a la financiación de las pensiones de las entidades territoriales que no han contado con una adecuada provisión de fondos, presentándose un déficit considerable de recursos para atender adecuada y oportunamente las mesadas de los pensionados del orden departamental.

Otra asignación importante de los ingresos del Sistema General de Regalías es la que se hace al Fondo de Ahorro y Estabilización, que podrá recibir hasta un 30% del total de los recursos. La importancia de ese ahorro es que constituye un eficaz colchón de amortiguación para evitar la revaluación de la moneda nacional y su impacto en el sector de las exportaciones diferentes a las de petróleo y minerales.

Los recursos restantes del Sistema General de Regalías se distribuirán en un porcentaje equivalente al 20% para las asignaciones directas que recibirán las entidades territoriales productoras, y un 80% para los fondos de Compensación Regional, y de Desarrollo Regional. Del total de los recursos destinados a estos dos últimos fondos, se destinará un porcentaje equivalente al 60% para el Fondo de Compensación Regional y un 40% para el Fondo de Desarrollo Regional.

Se establece sin embargo un período de transición de tres años, desde el 2012 hasta el 2014, durante el cual las asignaciones directas a las entidades territoriales productoras no podrán estar por debajo de unos porcentajes establecidos en el Acto Legislativo, como se puede ver en el texto aprobado por el Congreso.

De los ingresos del Sistema General de Regalías, se destinará un porcentaje del 2% para fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, y el conocimiento y cartografía geológica del subsuelo. Este porcentaje, que se descontará en forma proporcional del total de los ingresos del Sistema General de Regalías, ha sido una solicitud reiterada del Ministro de Minas y Energía para fortalecer la fiscalización de las regalías, mediante el control de los volúmenes o cantidades efectivamente producidos, pero igualmente para que las inspecciones a las minas contribuyan a disminuir los accidentes que ocurren, en particular, en la minería subterránea del carbón y del oro.

Para no dispersar la utilización de los recursos, la ejecución correspondiente a las asignaciones directas, así como la de los recursos de los fondos de Ciencia, Tecnología e Innovación; de Desarrollo Regional y de Compensación Regional, estará en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y los planes de desarrollo de las entidades territoriales.

Los proyectos prioritarios que se financiarán con estos recursos serán definidos por órganos colegiados de administración y decisión, donde tendrán participación representantes del orden nacional, gobernadores y alcaldes, para propiciar un uso eficiente y pulcro de los recursos. Cabe resaltar que en esos órganos de dirección colegiada siempre habrá una representación mayoritaria del nivel subnacional.

Además se establece la posibilidad de crear comités de carácter consultivo para los órganos colegiados de administración y decisión con participación de la sociedad civil, con lo cual se alientan la participación y el control ciudadanos.

Pero la reforma constitucional de las regalías no sólo busca una distribución más equitativa de los recursos del Estado, sino un control más estricto de cómo esos recursos se usan. Y por esa razón se crea el Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación de las Regalías, cuyo objeto será velar por el uso eficiente y eficaz de los recursos del Sistema General de Regalías, fortaleciendo la transparencia y el Buen Gobierno.

En este orden de ideas, el Acto Legislativo establece que la ley que reglamente la distribución de las regalías y sus órganos de funcionamiento debe contemplar el procedimiento para la imposición de medidas preventivas, correctivas y sancionatorias por el inadecuado uso de los recursos del Sistema General de Regalías. Dentro de estas medidas podrán aplicarse a los departamentos, municipios, distritos y demás entes ejecutores la suspensión de giros, cancelación de proyectos y/o el reintegro de recursos.

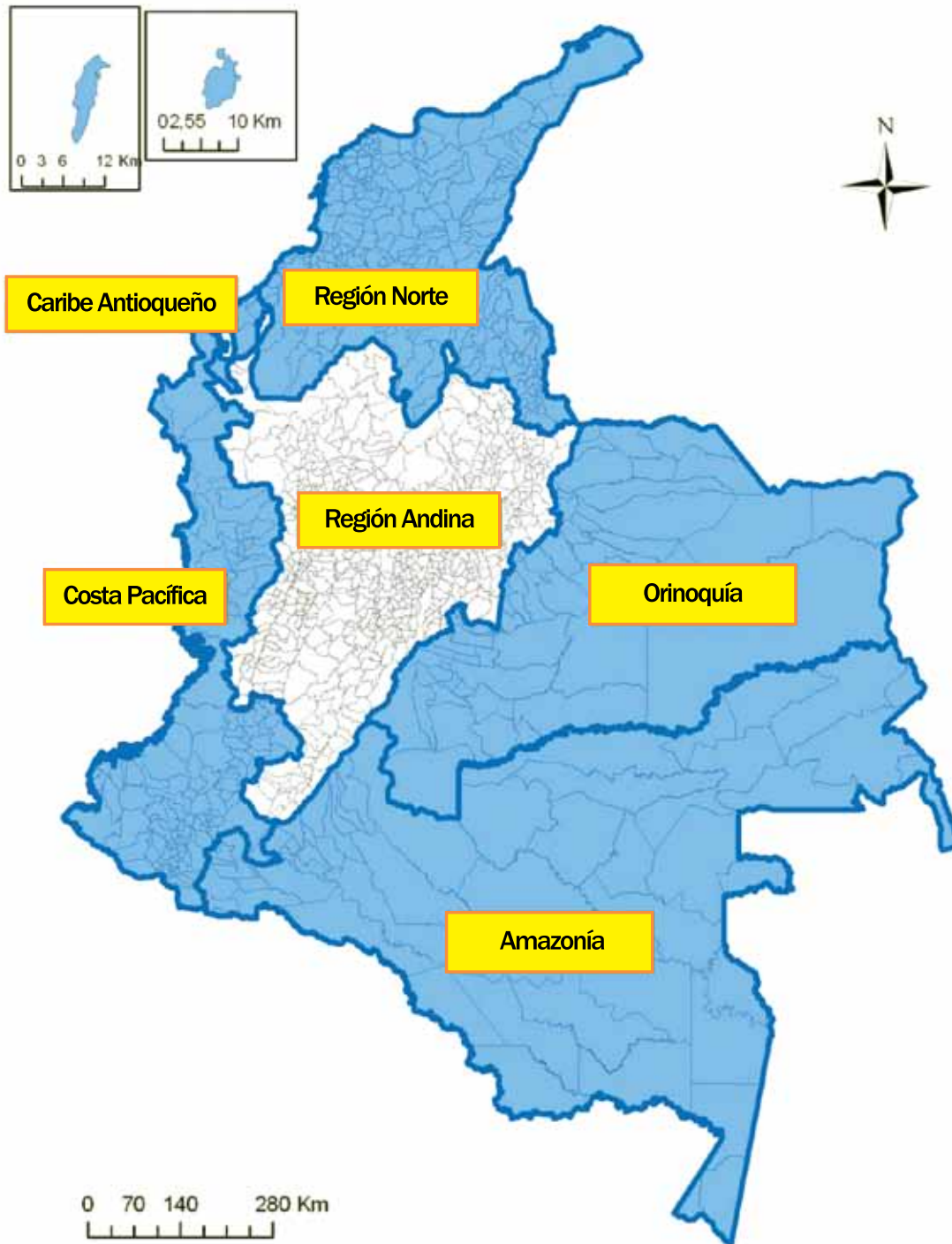
1.1 Municipios de la periferia económica de Colombia

En total en la periferia del país, definida como esa la franja más exterior del mapa de Colombia, se localizan 497 municipios (44% de los municipios del país), tal como se muestra en el mapa, donde se observa que la región andina equivale aproximadamente a una quinta parte del territorio nacional, pero concentra el 56% de la población en 623 municipios, lo cual es un indicativo de la gran densidad de municipios y de población que existe en dicha zona.

Además de la alta densidad de municipios y de población, la región central se caracteriza por presentar indicadores sociales y económicos mucho mejores que los de la periferia. Por ejemplo, la tasa de analfabetismo es la mitad de la que se presenta en la Región Caribe. Así mismo, el porcentaje de personas con necesidades básicas insatisfechas, NBI, es más del doble en la región de la periferia (43%) que en la región central (18%). En términos económicos, las estadísticas son también muy claras en mostrar que la región de la periferia presenta un notable atraso frente al centro andino. Por ejemplo, el PIB per cápita de la zona periférica en el año 2009, medido en pesos constantes del año 2000, es apenas un 58% del correspondiente a la región andina.

Estas brechas tan marcadas entre las diferentes zonas del país han sido analizadas y cuantificadas por reconocidos investigadores vinculados al Observatorio Económico del Caribe, donde se ponen de relieve las enormes diferencias de acceso a servicios como la educación, la salud, el saneamiento básico, que colocan a algunas regiones de la patria en niveles similares a los de las naciones más pobres del mundo.

GRÁFICA 1. MUNICIPIOS DE LA PERIFERIA ECONÓMICA DE COLOMBIA



Por ello, se justifica el diseño y puesta en marcha de políticas dirigidas a eliminar esas enormes brechas en el ingreso y en las condiciones de vida de los colombianos. Esas circunstancias nos llevaron a sustentar y defender a lo largo de los 8 debates del trámite legislativo la reforma al régimen de regalías y compensaciones, y de manera especial la creación del llamado Fondo de Compensación Regional, con los objetivos expuestos.

1.2 Exposición de motivos al proyecto de acto legislativo

“Por el cual se constituye el Sistema General de Regalías, se modifican los artículos 360 y 361 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones”.

1.2.1 Introducción

En los años recientes el auge de la producción minera se ha presentado en un contexto externo favorable, de altos precios internacionales de los bienes básicos y flujos de inversión hacia América Latina. Esto ha permitido que dicha actividad mantenga condiciones positivas para su expansión en el mediano plazo. De hecho, se tiene previsto que durante los próximos 5 a 10 años los niveles de inversión en la actividad minera en Colombia tengan un incremento significativo, lo cual implicaría mayores niveles de producción y de ingresos para el país.

Teniendo en cuenta que un aumento de los ingresos obtenidos en la explotación de recursos naturales no renovables tiene serias implicaciones a tanto a nivel macroeconómico como regional, es importante determinar los mecanismos apropiados para la estabilización de dichos ingresos y una estrategia de política económica para establecer vínculos con los demás sectores productivos, que redunden en mayores niveles de crecimiento económico.

Una intervención adecuada de las autoridades económicas durante los períodos de fuerte crecimiento de los ingresos por dicho concepto, debe garantizar el principio de equidad en la distribución de la riqueza extraída del subsuelo en tres dimensiones: Primero, generar ahorros para épocas de escasez, promover el carácter contra cíclico de la política económica, y mantener estable el gasto público a través del tiempo. Este es un concepto de equidad intergeneracional. Segundo, un mecanismo de inversión de los ingresos minero-energéticos que priorice su distribución hacia la población más pobre y contribuya a la equidad social. Tercero, el reconocimiento de los recursos del subsuelo como una propiedad de todos los colombianos, debe favorecer el desarrollo regional de todos sus departamentos y municipios. Este concepto de equidad regional fortalece la integración de diversas entidades territoriales en pos de proyectos comunes; promueve, además, la coordinación y planeación de

la inversión de los recursos y priorización de grandes proyectos de desarrollo.

Las lecciones que dejan los episodios de bonanza en la producción de bienes primarios en el país en décadas pasadas, indican que estos condujeron a volatilidad macroeconómica y períodos posteriores de recesión, para los cuales no se contaba con fuentes de ahorro que permitieran amortiguar la caída.

En contraste, acompañar la bonanza minera de un manejo fiscal responsable contribuye a garantizar la estabilidad macroeconómica, promueve mejores perspectivas de crecimiento en el mediano plazo, y favorece ganancias sostenidas en los frentes social y económico. Los sobresaltos macroeconómicos afectan más drásticamente a los más pobres, que no tienen mecanismos para protegerse contra el desempleo o la pérdida de ingresos. Fuertes fluctuaciones económicas se traducen en mayor desempleo, volatilidad cambiaria y fuertes alteraciones en los mercados financieros, que obstaculizan la realización de los planes de consumo e inversión de los hogares y las empresas.

Colombia se enfrenta en la actualidad a crecientes posibilidades de generación de una bonanza de ingresos, por cuenta de la expansión de la actividad minero energética. Si los agentes económicos no conciben este fenómeno como temporal, y no toman iniciativas de ahorro para usar una parte de esos recursos en épocas de escasez, se generarán efectos desestabilizadores sobre la economía colombiana que la harán vulnerable.

Como se explicará en mayor detalle más adelante, la experiencia internacional y de Colombia en particular, ha demostrado que un crecimiento insostenible del gasto público, motivado por ingresos inesperados cuya presencia inicialmente se presume permanente, como es el caso de los ingresos adicionales por la explotación de recursos naturales no renovables, puede conllevar a ajustes macroeconómicos indeseables a través de incrementos en la inflación o movimientos bruscos en la tasa de cambio. Así, las familias, las empresas y el Gobierno, aumentan sus gastos por encima de sus ingresos, acumulando deudas que se hacen vulnerables financieramente. Esta fue la experiencia en la bonanza cafetera, y la posterior crisis macroeconómica y social entre 1977 y 1984, y una experiencia similar se vivió en la bonanza minera de principios de los noventa, y la subsecuente crisis vivida entre 1997 y 2001.

Por lo expuesto anteriormente, Colombia se encuentra en el momento oportuno para diseñar una estrategia de ahorro y de reordenamiento en el gasto de regalías mineras y petroleras. El pronóstico de ingresos provenientes del sector se basa en valores esperados de incrementos en la producción, que al igual que los precios pueden estar expuestos a cambios inesperados.

En todo caso, tanto la volatilidad de precios como cualquier otra contingencia que pueda afectar el flujo de recursos en el mediano plazo deben ser incorporadas en un mecanismo de ahorro, de manera que en períodos de auge en la producción o en los precios, los recursos excedentarios sean ahorrados; mientras que en épocas de desaceleración o incluso reducción en la producción, las regiones tengan acceso a dicho ahorro para mantener su gasto estable a través del tiempo. Con ello se logrará unas finanzas sostenibles en las regiones, y una senda de gasto estable, coherente con el aumento de largo plazo de los ingresos. Ello además contribuirá a evitar distorsiones macroeconómicas en el país como la volatilidad y la tendencia a la apreciación de la moneda.

Para cumplir con este objetivo de suavizar el ciclo de los ingresos minero energéticos, como se aprecia en el gráfico 2, el Gobierno Nacional propone la creación del Sistema General de Regalías (SGR) y, al interior del mismo de un fondo de ahorro, administrado por el Banco de la República, que se alimentará de los ingresos por regalías que excedan la senda de largo plazo expuesta en este documento. Así mismo, cuando estos ingresos caigan por debajo de dicha senda, el fondo desacumulará recursos para financiar proyectos públicos y mantener a través del tiempo una senda estable de gasto.

GRÁFICA 2. PROPUESTA DE AHORRO DEL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS



Fuente: Ministerio de Hacienda

Otro de los objetivos que se busca con la modificación al régimen actual de regalías y compensaciones es el de utilizar recursos que se espera, sean crecientes por efecto de la dinámica de la actividad minero energética, para impulsar el crecimiento regional, la equidad entre regiones, disminuir los índices de pobreza y aumentar la competitividad del país.

Como se dijo arriba, tres criterios de equidad deben guiar el diseño del nuevo uso de las regalías: la equidad regional, la equidad social y la equidad intergeneracional. Partiendo del principio de que el subsuelo de la Nación pertenece a todos los colombianos, los ingresos que se generen por su explotación también deberán ser distribuidos entre toda la población. Desde luego, no se pretende despojar a las regiones productoras y a aquellas que presentan algún daño ambiental por estar en zonas de actividad minera; pero sí se espera que los recursos generados por esta actividad contri-

buyan al desarrollo regional del país, privilegiando a las regiones más pobres, a través de un fondo de Compensación Regional que premie la asignación de recursos a éstas.

El Gobierno Nacional pretende plantear una opción de organización regional para que las entidades territoriales opten por la mejor alternativa de gestión de los recursos que se generen por cuenta de las regalías en beneficio del desarrollo regional y del país. Se plantean entonces escenarios flexibles que promueven el mejoramiento en la capacidad de gestión de las entidades territoriales, evitando la duplicidad de tareas y los esfuerzos aislados de territorios muy próximos en sus condiciones, generando economías de escala que facilitan menores costos y mayores niveles de ahorro a sus presupuestos, y recalcando también los principios de eficiencia y de racionalidad en el gasto como parte elemental del concepto de buen gobierno.

EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN MANEJO DE BONANZAS DE RECURSOS NATURALES

La evidencia histórica en países en desarrollo muestra que un manejo inadecuado de los ingresos provenientes de recursos naturales, particularmente en épocas de bonanza, ha producido significativas apreciaciones del tipo de cambio y desequilibrios macroeconómicos. Los ejemplos de países en desarrollo que han desperdiciado la riqueza de sus recursos naturales abundan. En África y América Latina, los recursos mineros y agrícolas muchas veces no se han transformado en motores de crecimiento; y en algunos casos han sido causantes de volatilidad macroeconómica y estancamiento del resto del aparato productivo, en un fenómeno conocido como “la maldición de los recursos naturales”.

Muchos estudios han encontrado que los países en desarrollo ricos en recursos naturales han registrado tasas de crecimiento menores que las de otros países en desarrollo. La evidencia empírica e histórica muestra que los recursos naturales promueven el desarrollo económico sólo cuando se combinan con la acumulación de conocimiento para la innovación tecnológica. Por ejemplo, en América Latina no se presentaron las condiciones adecuadas que promovieron el crecimiento económico en economías con amplios recursos naturales como Australia y los países de la península Escandinava debido a una débil conversión tecnológica. En particular, dicha situación se presentó por una deficiente capacidad de aprendizaje y de innovación ante una baja inversión en capital humano y de infraestructura científica¹.

La incidencia de la riqueza obtenida de la explotación de los recursos naturales tiene un efecto positivo en la economía dependiendo de la disponibilidad de capital humano. A medida que el capital humano aumenta, se potencia el efecto positivo y de largo plazo sobre el ingreso. La solución para el lento crecimiento en las economías con amplios recursos naturales es combinar el capital humano y la adquisición de nuevo conocimiento con la riqueza generada por los recursos naturales.

Así mismo, la concentración de los ingresos de un país, particularmente en materias primas (denominados “commodities”) como el petróleo y el carbón, ha estado ligada históricamente a la excesiva acumulación de deuda pública cuando los precios internacionales del producto son altos, y al posterior declive económico cuando los precios disminuyen.

Es claro que la adecuada explotación de los ingresos provenientes de los recursos mineros y agrícolas debe enmarcarse dentro de una política que permita el desarrollo del

capital humano y de los demás sectores de la economía. La diversificación del aparato productivo es un elemento clave del desarrollo y de la estabilidad macroeconómica.

Cabe anotar que en la experiencia internacional, aumentos en la riqueza por recursos naturales han generado debilidades institucionales debido a la presión que ejercen diversos grupos sociales para apropiarse de las rentas generadas por estos recursos, lo cual resalta la importancia del diseño de la política de ahorro y gasto de los mismos para reducir estas vulnerabilidades².

Por todo lo anterior, un manejo fiscal prudente de los ingresos extraordinarios de recursos naturales resulta fundamental para fortalecer el ahorro público y privado, y reducir la dependencia del financiamiento interno y externo. De lo contrario, en momentos difíciles, cuando más se requiere de financiación para sostener los niveles de gasto, puede ocurrir que los mercados financieros cierren la disponibilidad de crédito para el país o endurezcan sus condiciones financieras. En ese momento, la política fiscal pierde la capacidad de jugar un papel estabilizador del ciclo económico (lo que se conoce como efecto contra-cíclico en la jerga económica), y al contrario puede profundizar la magnitud y la duración de la desaceleración económica, con todos los efectos sociales que ello puede acarrear. Por lo tanto, en la medida en que la asignación responsable de recursos como las regalías asegure la sostenibilidad fiscal, mayores serán las posibilidades de hacer efectivos los derechos sociales, económicos y culturales contemplados en la Constitución Política, y aumentará igualmente el número de personas con acceso a los bienes y servicios básicos.

Como se explica en esta exposición de motivos, con la adopción de una reforma al actual régimen constitucional y legal de Regalías se establecerían mecanismos de ahorro y distribución acordes con el nuevo escenario de producción minero energética en el país y se fortalecerían los alcances que tendrían las regalías para los Gobiernos subnacionales en su desarrollo económico y lucha contra la pobreza. Ello complementaría la estrategia del Gobierno Nacional para fortalecer las finanzas públicas mediante la adopción de una regla fiscal. La regla propuesta permitiría, a través de un mecanismo de ahorro similar al que se propone para las regalías, ahorrar parte de los recursos excedentarios producto de la actividad minero energética y garantizar un manejo contra-cíclico de la política fiscal, lo cual favorecerá la estabilidad macroeconómica del país.

1.2.2 El auge minero energético y sus efectos macroeconómicos

¹ Lederman, Daniel and Maloney, William (2007). “Ni maldición ni destino: Introducción a los recursos naturales y el desarrollo” (“Neither curse nor destiny: introduction to natural resources and development”), en Lederman, Daniel and Maloney, William (2007), eds. “Recursos Naturales: Ni Maldición ni Destino”. (“Natural Resources: Neither Curse nor Destiny”). Banco Mundial.

² Tornell, Aaron, and Lane, Philip (1999). El Efecto Voracidad (The Voracity Effect). *American Economic Review* 88 (5): 22-46.

1.2.2.1 Efectos macroeconómicos de una bonanza de productos básicos

Una bonanza puede generarse por choques en la producción y/o en los precios de los bienes primarios, y puede afectar el desempeño de una economía a través de varios canales. El más reconocido es el llamado canal cambiario, el cual tiene origen en la entrada masiva de recursos externos (divisas) generados tanto en las inversiones que se realizan en la actividad en expansión como en la venta de los bienes primarios al exterior, todo lo cual tiende a revaluar el tipo de cambio.

Es importante mencionar que las expectativas que se generan por dicha revaluación, tienden a acentuar el fenómeno. De no manejarse adecuadamente, por ejemplo mediante esquemas de ahorro, la permanencia de dicha revaluación puede traducirse en una pérdida de competitividad de las exportaciones, un aumento del consumo de bienes importados y el consecuente deterioro la cuenta corriente de la balanza de pagos y de la actividad de los sectores exportadores y de aquellos que compiten con las importaciones (conocidos como “transables” en contraste con los que no compiten con el extranjero o “no transables”).

El segundo canal de transmisión macroeconómica puede provenir del “efecto ingreso” derivado del aumento en la producción y en el mejoramiento de los términos de intercambio. El mayor ingreso conduce a un aumento del consumo interno tanto del sector público como del privado. En particular, si se asume que la oferta de los bienes no transables (v.gr. servicios) no varía en el corto plazo, y que los precios de los bienes transables (aquellos expuestos a la competencia externa) vienen dados por el mercado internacional, se espera que el aumento en la demanda por el choque externo termine incrementando el precio de los bienes no transables, lo cual genera una apreciación de la tasa de cambio real que retroalimenta el deterioro de la cuenta corriente.

Además, en la medida en que los agentes interpreten esto como un fenómeno permanente, esta dinámica termina incidiendo negativamente en la producción distinta a la de los sectores que son objeto del auge, pues los recursos comienzan a asignarse de manera prioritaria a los sectores objeto de la bonanza. Es así como se llega a lo que tradicionalmente se conoce como el fenómeno de la “enfermedad holandesa”. Al respecto, se puede observar el artículo anexo “Vacunas contra la enfermedad holandesa” publicado en la revista Carta Petrolera³.

Un tercer canal de transmisión se desprende de la mayor volatilidad macroeconómica que genera la bonanza mineroenergética. Un choque en la producción y/o en los precios

de un bien básico puede aumentar de manera significativa la volatilidad macroeconómica. El aumento inicial en la tasa de ahorro de la economía, tanto del sector público como del privado, debido a un aumento significativo en los ingresos, y su posterior disminución una vez la bonanza se diluye, profundizan el período de recesión debido a la no prevención sobre la transitoriedad del auge de ingresos.

La experiencia internacional y de Colombia en episodios de bonanza externa, ha mostrado por ejemplo, que los gobiernos tienden a aumentar el gasto en inversión y a endeudarse, patrocinados por condiciones favorables de acceso al crédito. Sin embargo, una vez desaparece esa fuente de ingresos, por efecto de caídas de la producción o de precios domésticos o internacionales, el acceso a los mercados de créditos se cierra. Dado que el sector público no cuenta con ahorros, por su decisión de gastarse la bonanza, sobreviene un fuerte ajuste y recesión, generando un efecto adverso sobre el bienestar de la población, en especial de la más vulnerable (Echeverry, 2002)⁴.

Una publicación reciente que analiza los efectos de las medidas de disciplina fiscal en Chile, muestra evidencia de que ellas redujeron de manera importante la volatilidad macroeconómica en ese país con los evidentes beneficios para un desempeño económico sostenido (Larraín y Parró 2006). Como lo ha mostrado la evidencia internacional, la volatilidad macroeconómica trae consecuencias negativas para el crecimiento económico de largo plazo (Loayza et. al., 2007; Loayza y Hnatkovska, 2004; Ramey y Ramey, 1995).

Un cuarto canal de transmisión económica se refleja a través de las cuentas fiscales, especialmente cuando se trata de choques que afectan los recursos del subsuelo, que son propiedad del Estado. Inicialmente la bonanza se traduce en un aumento de los ingresos públicos y en un aumento del gasto. Sin embargo, mientras los ingresos son transitorios, por la naturaleza temporal del choque, el mayor gasto se suele volver permanente, con lo cual se puede generar un desequilibrio fiscal de tipo estructural. Esta dinámica se da en contra del precepto sano de ahorrar los ingresos extraordinarios en los períodos de bonanza, con el fin de mitigar los efectos negativos de las crisis.

Los cuatro canales expuestos indican que es fundamental que se dé un uso apropiado a los ingresos extraordinarios que se espera recibir, con el fin de evitar los efectos adversos que se presentan en la destorcida de una bonanza mineroenergética.

Como se deriva de la sección anterior, ante un panorama de fuerte expansión de la actividad mineroenergética, el ahorro de los recursos excedentarios que se generen no sólo en las cuentas del Gobierno Nacional Central sino también en las regiones, debe contribuir en buena medida a moderar

³ Cuintaco, Bibiana. Vacunas contra la enfermedad holandesa. Carta Petrolera, Bogotá, Julio-Septiembre 2010.

⁴ Echeverry, Juan Carlos. ¿Qué aprendimos de la crisis? En Las Claves del Futuro, Editorial Oveja Negra. Bogotá, 2002.

los efectos que se podrían generar sobre la estabilidad macroeconómica del país y el bienestar de la población, en especial, las presiones a la apreciación del peso. Ello ayudaría a prevenir el peligro de distorsiones económicas que conduzcan a un fenómeno del tipo de “enfermedad holandesa”.

1.2.2.2 La experiencia de Colombia en el manejo de las bonanzas

Colombia ha enfrentado períodos de bonanza asociados con aumentos en las exportaciones de productos básicos, generadas por inesperados aumentos en precios y/o la producción. En varios de esos episodios, la inadecuada administración de los recursos de las bonanzas y la falta de coordinación en las medidas de política económica, llevó al debilitamiento de la economía, la apreciación real del peso y fuertes reducciones en la tasa de ahorro del país. Esto en conjunto vulneró las condiciones de la economía para enfrentar el fin de las bonanzas externas, que finalmente sobrevino, lo cual terminó desencadenando profundas recesiones en los períodos posteriores al boom. Son experiencias que el país no debe repetir en beneficio de su estabilidad económica y del bienestar de su población. La bonanza cafetera de 1977 y la expansión de la producción petrolera a partir de 1987 representan los dos casos más significativos y recientes en la economía colombiana, asociados con el comportamiento de los mercados internacionales de materias primas (commodities) o productos agrícolas básicos.

LA BONANZA CAFETERA DE 1977

Previo a la bonanza de los años setenta, el sector cafetero experimentó una crisis promovida por la reducción del precio internacional del café que se venía presentando desde el año 1957, el cual llegó a los 40 centavos de dólar por libra durante los años 60, luego de haber registrado precios por encima de 50 centavos durante la década de los 50. Esta crisis generó el deterioro de la balanza de pagos del país y una desaceleración de la actividad económica, particularmente entre 1957 y 1958, e influyó en el comportamiento de la inflación, que pasó de niveles inferiores a 10% a un promedio de 16% entre 1963 y 1966 (Junguito, 1996)⁵.

Las heladas que afectaron los cultivos de café en Brasil a mediados de la década de los setenta, dieron lugar a un aumento del precio del café colombiano. La bonanza de los años setenta se reflejó en un crecimiento del precio desde 40 centavos de dólar por libra a principios de la década, a 236 centavos en 1977. El precio se mantuvo por encima de 160 centavos hasta finales de la década de los 80. Las exportaciones de café aumentaron de un valor de US\$ 300 millones anuales al inicio de los años setenta, hasta US\$ 2.000 millones en 1979.

En términos reales, el valor de las exportaciones de café se incrementó a un ritmo promedio de 25% anual entre 1975 y 1979, mientras que en el mismo período las exportaciones industriales apenas crecieron a un promedio de 3% real. La tasa de cambio real disminuyó paulatinamente a lo largo de la década, como consecuencia de la inflación y de la relativa lentitud en el ajuste de la tasa de cambio nominal bajo el sistema de mini-devaluaciones, que sólo permitía cambios moderados de la tasa de cambio nominal.

Los esfuerzos por disminuir el consumo público al comienzo de la bonanza permitieron al Gobierno alcanzar superávit fiscales entre 1976 y 1978, pero a partir de 1979 se registró déficit, y el consumo público aumentó por encima del promedio de la década anterior. Entre 1973 y 1977, el ahorro público aumentó de 3% a 7% del PIB, lo cual contribuyó al ahorro total nacional, que pasó de 18% del PIB a 22% en ese período. A partir de 1977, el ahorro público se redujo considerablemente como proporción del PIB, con lo cual la tasa de ahorro total de la economía se redujo de 22% del PIB a 15% del PIB entre 1977 y 1982.

La liberalización de importaciones se dirigió a cerrar la brecha entre la demanda alimentada por el influjo de divisas y la oferta de estos bienes. La contracción monetaria por su parte dirigió esfuerzos a esterilizar el efecto de la acumulación de reservas. A pesar de los esfuerzos, la inflación estuvo por encima de 20% en promedio en la segunda mitad de los setenta y en la década siguiente. Esto, según lo encontrado por Montenegro (1996)⁶ y Urrutia y Suescún (1993)⁷, es evidencia de que la bonanza cafetera produjo “Enfermedad Holandesa” en dicho período.

Como consecuencia, entre 1982 y 1985 Colombia vivió una recesión, acompañada de pérdida de reservas internacionales, quiebra de empresas, aumento en el desempleo, crisis bancaria y una fuerte devaluación de su moneda.

LA BONANZA PETROLERA EN LA DÉCADA DE LOS OCHENTA Y NOVENTA

El descubrimiento de yacimientos como Caño Limón (1983), Cusiana (1988) y Cupiagua (1993) incrementó significativamente el ingreso petrolero de la Nación, y se reflejó en un aumento considerable del gasto público, particularmente desde la segunda mitad de los noventa, no sólo a nivel del Gobierno Central sino también en los departamentos y municipios, cuyos ingresos por concepto de regalías aumentaron por efecto de la bonanza. Así mismo, aumentó la deuda de todos los niveles de Gobierno, alentada por los nuevos descubrimientos petroleros.

Con la entrada en operación de Caño Limón, en 1987, el

⁵ Junguito, Roberto. Manejo de bonanzas cafetera. (Management of coffee bonanzas). En Borradores Semanales de Economía # 53, 1996. Banco de la República.

⁶ Montenegro, Santiago. Una década de choques externos cafeteros en Colombia. (One decade of external coffee shocks in Colombia). Oficina de asesores cafeteros, 1996.

⁷ Miguel. Suescún, Rodrigo. Las bonanzas cafeteras y la enfermedad holandesa en Colombia. En Cusiana : un reto de política económica. Banco Mundial/ Departamento Nacional de Planeación. -- p.228-253. Bogotá, 1993.

valor de las exportaciones de petróleo y derivados aumentó significativamente. Desde principios de los años noventa, cuando ya se había sumado la producción de Cusiana y Cupiagua, el país vivió un nuevo período de auge petrolero y las exportaciones por este concepto, pasaron de US\$ 455 millones en 1986, a US\$ 2,2 miles de millones en 1995.

Los nuevos recursos petroleros permitieron una recuperación del consumo público, de forma que el gasto público mostró aceleraciones entre 1987 y 1989, y luego entre 1994 y 1997, estimulado por el incremento en los ingresos producto del auge en las exportaciones petroleras. Al igual que en el caso del café, la bonanza del petróleo contribuyó a la apreciación real del peso durante los años noventa, y al aumento del gasto no sólo en el sector público sino también en el privado. El ahorro público sufrió una dramática reducción entre 1995 y 1997, pasando de 8% del PIB a un desahorro equivalente a 0,2% del PIB. El ahorro del sector privado también se redujo durante la segunda mitad de la década, pasando de 15% del PIB en 1994 a 11% en 2000. Ello, en conjunto hizo muy vulnerable a la economía colombiana, pues las bajas tasas de ahorro tanto público como privado, y los altos niveles de endeudamiento, impidieron que la economía pudiera enfrentar la destorcida de 1998, la cual desencadenó en crisis del sistema financiero y recesión económica.

De acuerdo con lo observado en décadas anteriores, Colombia siguió un patrón de comportamiento relativamente similar durante las épocas de bonanza externa, que luego dieron lugar a una fase de desaceleración. En líneas generales, du-

rante los años de auge, hay aumentos en el ingreso disponible, los cuales se perciben como de carácter permanente, que lleva a los agentes, incluido el Gobierno, a aumentar su consumo. El efecto inmediato es, por un lado, una mayor inflación, dadas las presiones de demanda, y una apreciación real de la moneda; y por otro lado, una caída en el ahorro de la economía (Tabla 1), todo lo cual se verá paulatinamente reflejado en un deterioro de la cuenta corriente del país y un alto nivel de endeudamiento.

Una vez la bonanza externa se diluye, las fuentes de ahorro se van extinguiendo, lo mismo que las fuentes de financiamiento, ante la pérdida de credibilidad de los mercados dados los evidentes desequilibrios en los balances de los agentes. Ante el cierre de los mercados y la poca posibilidad de realizar política contra-cíclica por parte del Gobierno, la economía se enfrenta a una desaceleración que termina en recesión, desempleo, aumento de la pobreza, pérdida de ingreso, quiebras y sufrimiento social.

LA BONANZA DE PRECIOS DEL PETRÓLEO ENTRE 2005 Y 2007

El auge de la economía mundial posterior a 2003 creó una demanda de materias primas y combustibles que llevó al precio del petróleo (WTI) a cerca de US\$ 150 por barril. Mientras los flujos de divisas del país mejoraron por este concepto, los flujos fiscales no indujeron a un ahorro de estos recursos transitorios.

TABLA 1. COMPORTAMIENTO MACROECONÓMICO ANTES Y DESPUÉS DE CHOQUES EXTERNOS

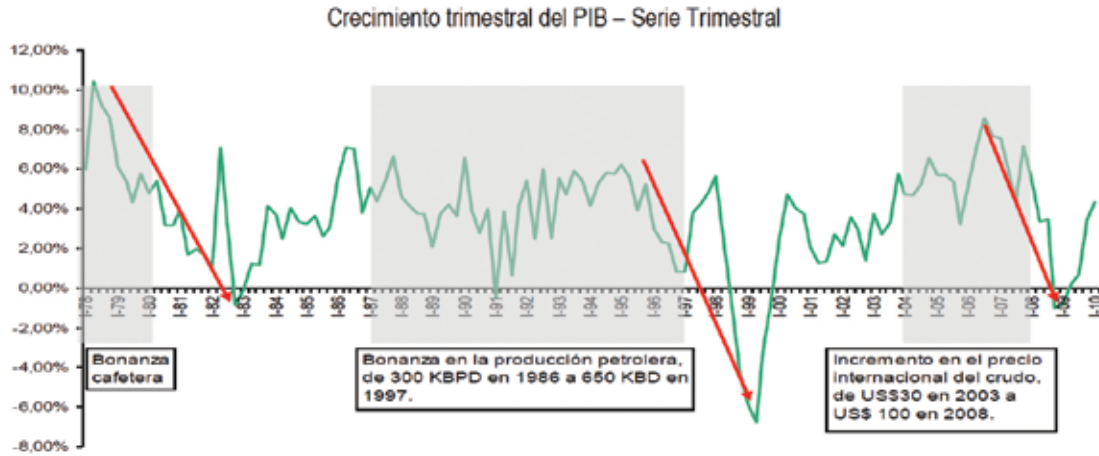
	Variación durante el periodo					
	1975-1977	1977-1979	1984-1986	1986-1988	1995-1997	1997-1999
VARIABLES REALES						
Ahorro Total / PIB	8,1	-2,4	9,0	0,6	-6,9	-3,0
Ahorro Público / PIB	3,2	-3,4	4,5	0,0	-5,0	-1,6
Ahorro Privado / PIB	4,9	0,9	4,4	0,6	-1,9	-1,4
Inversión Total / PIB	3,2	-1,9	-2,5	1,0	-4,4	-8,6
Inversión Pública / PIB	4,5	-3,8	-1,7	-0,1	-3,0	-0,1
Inversión Privada / PIB	-1,3	1,9	-0,8	1,1	-1,5	-8,7
Consumo Total / PIB	1,5	-0,7	-2,2	-1,5	4,0	0,3
Consumo Público / PIB	0,0	0,6	-0,3	0,5	5,1	2,0
Consumo Privado / PIB	1,5	-1,3	-1,9	-2,1	-1,1	-1,7
Déficit Fiscal / PIB	0,1	-0,8	2,8	0,1	-1,3	-3,2
Tasa de Cambio Real	-17,0%	-12,0%	29,6%	5,4%	-5,4%	15,1%
Términos de intercambio	96,3	-34,2	23,1	-24,0	4,4	7,0

Fuente: Banco de la República

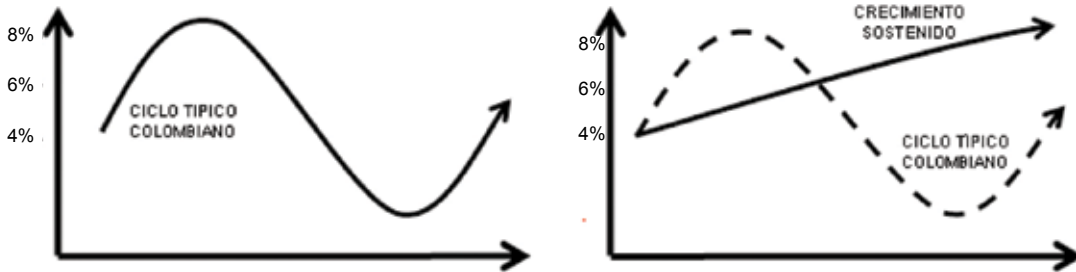
Como se aprecia en el gráfico 3 los períodos de bonanza cafetera de finales de la década de los 70, y el auge de los ingresos petroleros se reflejaron inicialmente en aumentos de la

actividad económica, seguidos por una fase de desaceleración, explicada en buena parte por los factores mencionados anteriormente.

GRÁFICA 3. LAS BONANZAS EXTERNAS PRECEDEN PERÍODOS DE RECESIÓN



EL RETO PARA LAS AUTORIDADES ECONÓMICAS CONSISTE EN DISMINUIR LA VOLATILIDAD DEL CICLO ECONÓMICO Y REDUCIR LA VULNERABILIDAD DE LA ECONOMÍA ANTE CHOQUES EXTERNOS



En síntesis, la experiencia de Colombia en el manejo de bonanzas externas ha demostrado la necesidad de adoptar políticas públicas que permitan el ahorro de parte de los recursos excedentarios, de tal forma que el país pueda mantener el gasto a través del tiempo, evitar la enfermedad holandesa, y crear las condiciones para evitar una posterior recesión.

El manejo contra cíclico de la política fiscal, que involucre tanto al Gobierno Central como a las regiones, permite estabilizar la economía y garantizar un crecimiento económico sostenido. Este tipo de manejo requiere que los Gobiernos ahorren en períodos de auge y puedan desahorrar en períodos de desaceleración, en beneficio de la población en general y de las regiones y personas más vulnerables en particular. La participación del sector público en el ciclo económico es significativa y la moderación del gasto es clave para evitar los efectos nocivos de una bonanza, con instrumentos tales como la adopción de una regla fiscal o la implemen-

tación de un fondo de ahorro y estabilización de recursos extraordinarios.

1.2.3 Pronósticos de mediano plazo del sector minero-energético

Como se verá a continuación, el boom minero-energético que estaría viviendo Colombia en los próximos años es producto de los posibles aumentos en la producción del sector, más que por los precios de sus materias primas. Por regla una bonanza externa está asociada con la incertidumbre respecto a su duración y tamaño.

Las previsiones del sector minero-energético para el mediano plazo contemplan nuevos proyectos de generación en gas, energía eléctrica e hidrocarburos, así como la expansión en otros sectores como el de níquel, oro, cobre, polimetáli-

cos, carbón e interconexión eléctrica con otros países (Panamá, República Dominicana y Puerto Rico). De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, se estima que la inversión en la actividad minera ascienda a US\$57.000 millones entre 2010 y 2015; esto es aproximadamente 20% del PIB colombiano de 2010.

La literatura internacional recomienda que el diseño de un fondo de estabilización prevea un escenario probable de ingresos futuros. Por esta razón a continuación se presentan los pronósticos de producción de productos de la minería y del petróleo y sus derivados, los cuales están siempre sujetos a alto grado de incertidumbre.

Con la información disponible actualmente, es posible construir dos escenarios de producción de crudo en el mediano plazo. En el primero, el máximo nivel de producción llegaría a 1.250 miles de barriles diarios (KBPD) en 2015; a partir de ese año se reduciría gradualmente en la medida en que el proceso exploratorio no adicione reservas suficientes de crudo y gas y los campos actuales vayan deteriorando su producción y agotando sus reservas.

En un segundo escenario, se prevé una producción que llegaría a cerca de 1.450 KBPD en 2018, como resultado de las inversiones de Ecopetrol en el desarrollo de crudos pesados,

incremento en los factores de recobro de campos maduros y éxito en la actividad exploratoria, que le permitirían llevar su producción a 900 KBPD. De igual manera, se requerirá un aumento en la producción de crudo por parte de otras empresas que operan en el sector, lo cual se soporta en los contratos suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en los últimos tres años, a partir de los procesos de asignación de áreas por el esquema de “primero en el tiempo, primero en el derecho”, y a través de las nuevas rondas de asignación de áreas del año 2011 en adelante.

Con base en el segundo escenario mencionado, se calcula que la inversión que se llevará a cabo en el sector de hidrocarburos, especialmente en la exploración, incremento en el factor de recobro de campos maduros y en el desarrollo de los crudos pesados, permitirá un aumento sostenido en la producción de petróleo crudo hasta alcanzar más de 1,4 millones de barriles diarios en el año 2018 (Tabla 2). La producción nacional correspondiente a Ecopetrol ascendería a 850 mil barriles por día calendario (KBPDC) en 2015; si se incluye gas, la producción nacional total de la empresa en barriles equivalentes alcanzaría los 994 KBPDC en dicho año⁸. Los pronósticos también señalan que la producción de gas del país podría alcanzar niveles cercanos a los 250 mil barriles equivalentes (KBPDC-Eq).

TABLA 2. PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DEL SECTOR DE PETRÓLEO Y MINERÍA

Tipo Recurso	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Cambio Cantidad	2020-2010 %
Petróleo ^{1/}	800	950	1.050	1.100	1.150	1.250	1.350	1.400	1.450	1.450	1.450	650	81%
Gas ^{2/}	200	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	50	25%
Subtotal Hidrocarburos ^{1/}	1.000	1.150	1.250	1.350	1.400	1.500	1.600	1.650	1.700	1.700	1.700	700	70%
Carbón ^{3/}	92	96	107	119	124	128	138	144	150	152	160	68	74%
Níquel ^{4/}	50	37	51	51	51	51	51	51	51	51	51	1	1%
Oro ^{5/}	53	56	62	69	72	75	80	84	87	89	93	40	74%

1/ Cifras en miles de barriles diarios (mbd).

2/ Cifras en miles de barriles equivalentes.

3/ Cifras en millones de toneladas

4/ Cifras en miles de toneladas

5/ ToneladasCambio

Fuente: Ministerio de Minas, DGPM – Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Estas proyecciones están sujetas a riesgo exploratorio, especialmente en la actividad de hidrocarburos. Solo deben ser interpretadas y utilizadas como indicadores de una posible tendencia y no como valores establecidos.

Por su parte, los precios externos de los productos básicos son altamente volátiles. Es usual que en las crisis estos bienes sean utilizados como refugio de valor (evidente en petróleo y oro), por lo que su precio tiende a aumentar sin que ello obedezca necesariamente a las condiciones de largo plazo de sus mercados. Ello hace que la elaboración de pronósticos de precios de commodities sea una tarea particularmente difícil; por lo cual resulta más conveniente consultar las

predicciones de las agencias especializadas. Teniendo esto en cuenta, el precio de mediano plazo del crudo colombiano se proyecta ajustándolo a las proyecciones del West Texas Intermediate (WTI) de las diversas agencias internacionales (Tabla 3)⁹.

Los pronósticos sobre el precio de exportación del crudo colombiano indican que éste podría crecer gradualmente en

⁸ Este pronóstico no incluye los aumentos en la producción de Ecopetrol provenientes de la compra de activos a la compañía British Petroleum Colombia (BP).

⁹ Fondo Monetario Internacional, AIE, The Economist, Ecopetrol, ACP.

los próximos 10 años, pasando de US\$ 77 por barril en 2010 a US\$ 90 por barril en 2020. Se considera que el diferencial de precio entre el crudo colombiano y el de referencia internacional (WTI) sea, en promedio, de US\$ 8 por barril.

TABLA 3. PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL SECTOR MINERO-ENERGÉTICO*

Precios	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Crudo WTI (US\$/Barril)	77	80	80	84	84	86	86	88	88	90	90
Carbón FOB (US\$/Ton)	83	81	82	82	83	83	83	83	83	83	83
Níquel (US\$/lb)	8	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6
Oro (US\$/Onza)	1.150	1.150	1.200	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250

Fuente: Ministerio de Minas, DGPM – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y DNP, con base en publicaciones internacionales especializadas.
* Estas proyecciones están sujetas a amplios márgenes de error.

Por otra parte, los pronósticos sobre la producción de minerales como carbón, ferroníquel y oro, muestran una ampliación importante en la mayoría de los casos, en los próximos años. Usando información del Ministerio de Minas y Energía, por ejemplo, se estima que la producción carbonífera aumentaría aproximadamente de 92 millones de toneladas en 2010 a 160 millones en 2020. Por su parte, se calculan aumentos anuales promedio alrededor de 6% en la producción de oro, hasta alcanzar las 93 toneladas en 2020. En el caso del níquel, en cambio, los pronósticos indican que la producción se mantendrá a partir de 2012 alrededor de 50 millones de libras anuales (Tabla 2).

Los pronósticos de precios de carbón permiten esperar que se registre un aumento hasta llegar a US\$ 83 por tonelada en 2020. Por su parte el oro podría aumentar a 3.260 mil onzas troy en 2020. Sus cotizaciones podrían ascender a US\$ 1.250 en ese año.

Como es de esperarse, la mayor producción y exportación de minerales tendrá un impacto significativo no sólo sobre las cuentas fiscales, por su mayor contribución en el impuesto a la renta, dividendos de Ecopetrol y regalías, sino también sobre la balanza comercial del país. Solamente por cuenta de los ingresos generados por la actividad de Ecopetrol (impuesto de renta más los dividendos de Ecopetrol a la Nación), el Gobierno Nacional podría ver incrementados sus recursos de cerca de \$7.4 billones en 2011 (1.3 % del PIB), a \$19 billones en 2021 (valores en pesos corrientes), monto equivalente a 1.6% del PIB.

Por cuenta de toda la actividad minera los ingresos de la Nación, pasarían de cerca de \$9.3 billones en 2011 (1.6% del PIB) a cerca de \$ 23 billones en 2021 (2.0% del PIB).

Como se expresó anteriormente, las proyecciones de regalías están sujetas a un alto grado de incertidumbre. Bajo un

TABLA 4. PROYECCIÓN DE INGRESOS DEL GOBIERNO NACIONAL GENERADOS POR LA ACTIVIDAD MINERA*

Año	Ingresos provenientes de Ecopetrol 1/		Impuesto de renta pagado por el resto del sector minero		Ingresos totales provenientes del sector minero	
	Miles de millones de pesos corrientes	% PIB	Miles de millones de pesos corrientes	% PIB	Miles de millones de pesos corrientes	% PIB
2009*	11.778	2,3%	3.150	0,6%	14.928	3,0%
2010*	4.010	0,7%	1.600	0,3%	5.610	1,0%
2011*	7.500	1,3%	1.800	0,3%	9.300	1,6%
2010*	9.000	1,5%	2.400	0,4%	11.400	1,9%
2013*	9.900	1,5%	2.600	0,4%	12.500	1,9%
2014*	11.900	1,7%	2.700	0,4%	14.600	2,1%
2015*	12.200	1,6%	2.700	0,4%	14.900	2,0%
2016*	14.200	1,8%	3.000	0,4%	17.200	2,1%
2017*	14.800	1,7%	3.300	0,4%	18.100	2,1%
2018*	16.200	1,7%	3.900	0,4%	20.100	2,2%
2019*	17.100	1,7%	4.400	0,4%	21.500	2,1%
2020*	18.600	1,7%	4.300	0,4%	22.900	2,1%
2021*	19.000	1,6%	4.000	0,3%	23.000	2,0%

Fuente: DGPM-MHCP. **Cifras sujetas a revisión. *Proyecciones sujetas a amplio margen de incertidumbre.

1/ Incluyen los dividendos de Ecopetrol que recibe la Nación, asumiendo que se distribuye el 70%, así como el impuesto de renta pagado por dicha empresa.

escenario relativamente alto de producción en los próximos diez años, es posible esperar que, en promedio, éstas alcancen un poco más de \$ 10 billones durante la década, con un aumento anual promedio de 5% entre 2010 y 2020; lo que significa que podrían tener un incremento de más de 60% en los próximos 10 años (Tabla 5).

**TABLA 5. PROYECCIÓN DE REGALÍAS DEL SECTOR MINERO-ENERGÉTICO
(MILES DE MILLONES DE PESOS CORRIENTES)***

Tipo de Recurso	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidrocarburos	5.870	7.290	7.550	8.010	8.100	8.570	8.510	8.750	9.010	9.260	9.540
Carbón	1.331	1.339	1.379	1.496	1.512	1.501	1.567	1.649	1.695	1.801	2.047
Níquel	148	70	95	95	99	101	104	110	112	121	129
Otros	138	143	157	177	188	191	208	224	237	247	272
Total	7.487	8.842	9.180	9.778	9.899	10.362	10.388	10.733	11.054	11.429	11.988

Fuente: Cálculos DGPM (MHCP) basados en datos de DGPM (MHCP) y DNP.

*Esta información está sujeta a amplio margen de incertidumbre y depende de variables como la producción, los precios y el precio de liquidación de las regalías.

1.2.4 La experiencia internacional sobre mecanismos de ahorro

Durante la presente década el incremento en el precio de las materias primas, especialmente de carácter minero, se reflejó en aumentos de los ingresos por exportaciones para los países productores de dichos bienes, lo cual implicó desafíos para las autoridades económicas ante los flujos crecientes de divisas.

El precio internacional de referencia del petróleo (WTI) pasó de US\$ 45 por barril, en promedio durante los años 2004 a 2007, a US\$ 150 por barril a mediados de 2008. Ante dicha situación, los gobiernos recibieron mayores ingresos fiscales por petróleo durante este período de auge de precios internacionales. Incluso, después de la crisis financiera internacional, el precio del petróleo se ha mantenido en un rango entre US\$ 70 – US\$ 80 por barril, desde el segundo trimestre de 2009.

El aumento de los ingresos fiscales de los gobiernos reabrió el debate internacional sobre el manejo de los excedentes que se generen. Entre las alternativas estudiadas para enfrentar tal situación estuvo la creación de fondos de ahorro y estabilización con el objetivo de prevenir los efectos de la llamada “enfermedad holandesa”. Adicionalmente, varios países no solamente han acudido al diseño de los fondos de estabilización sino también a la incorporación de reglas fiscales, leyes de responsabilidad fiscal y otras “instituciones fiscales especiales”.

Factores como la volatilidad en los precios de las materias primas y la incertidumbre en la duración de la producción de recursos naturales no renovables, justifican la creación de los fondos de ahorro y estabilización, los cuales pueden

contribuir a un manejo adecuado de la política fiscal. Precisamente, algunos estudios han señalado que los países que han tenido éxito en el manejo de los excedentes generados en los ingresos mineros y su incidencia en el manejo de la política macroeconómica han logrado complementar la implementación de los fondos de ahorro y estabilización con una regla fiscal o una estricta programación fiscal de mediano plazo¹⁰.

Adicionalmente, la creación de un fondo de ahorro y estabilización permite dedicar parte del ahorro a la inversión (por ejemplo en infraestructura) y a la promoción de ciertos sectores y actividades estratégicas para el desarrollo económico del país.

Cabe anotar que solo algunos países han mantenido un fondo de ahorro y estabilización que han cumplido estándares de transparencia y de coherencia con la política fiscal. Entre los países más destacados se encuentran Noruega y Chile, mientras que otros países, especialmente del medio oriente, mantienen fondos soberanos de riqueza con recursos petroleros pero no tienen ningún vínculo específico con el diseño de la política fiscal.

Con el propósito de ilustrar el funcionamiento de los fondos de ahorro y estabilización, a continuación se describen los fondos establecidos en Noruega, Chile, México, Venezuela y Estados Unidos (Alaska):

FONDO DE PENSIONES DE NORUEGA¹¹

El Fondo de Petróleo del Gobierno de Noruega se creó en 1990, como un mecanismo estabilizador de la economía. En efecto, en los años setenta y ochenta, Noruega experimentó amplias fluctuaciones en la actividad económica, reforzadas

¹⁰ Shabsigh, G. e Ilahi, N. (2007). Looking beyond the fiscal: Do oil funds bring macroeconomic stability. Working Paper 07/96. International Monetary Fund.

¹¹ La descripción presentada en esta sección es una síntesis del Anexo No. 9 del documento: “Regla fiscal para Colombia (2010), Comité técnico interinstitucional: Banco de la República, Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Departamento Nacional de Planeación”.

por los choques a los precios del petróleo, que se reflejaron en aumentos inesperados en los ingresos del Gobierno. Este aumento llevó a esquemas generosos de gasto, entre ellos de pensiones, hasta el punto en que el gasto público desplazó a la actividad manufacturera. La demanda interna creció y se inició una burbuja de crédito, la cual estalló en el año 1986, coincidiendo con la caída en el precio internacional del petróleo.

Las consecuencias para la economía fueron severas: se produjo una disminución pronunciada de la actividad económica, con un crecimiento nulo del PIB en el año 1986. Las perspectivas de crecientes ingresos petroleros en los años noventa, motivaron el establecimiento de una guía fiscal formal por medio de la creación del Fondo del petróleo, con el fin de regular el uso de dichos recursos. En el año 2006, dicho Fondo cambió su nombre a Fondo de Pensiones del Gobierno.

La regla de acumulación y desacumulación de recursos del Fondo, fue aprobada por el Parlamento de ese país y en líneas generales, estipula que el flujo neto de los recursos por extracción de petróleo y gas que recibe el Gobierno Central deben ser trasladados en su totalidad al Fondo de Pensiones del Gobierno vía presupuesto del Gobierno. La regla de política presupuestal estipula que solo el ingreso esperado real de los rendimientos de este fondo debe ser devuelto al presupuesto para propósitos de gasto. De esta manera, el Fondo es un vehículo de ahorro a largo plazo cuyos activos financieros ayudarán a pagar las pensiones de la población que va envejeciendo.

En el 2001 el parlamento Noruego estableció una regla explícita con el fin de fortalecer la independencia del gasto frente a los ingresos petroleros. La regla establece que los recursos del petróleo sólo se podrán usar en épocas de déficit y, además, estos recursos no deben sobrepasar el rendimiento real que tenga el fondo de pensiones en ese momento. Tal como establece la regla, el Gobierno no tiene consideraciones cíclicas en su producto ni cambios abruptos en el precio del petróleo.

Sin embargo, es importante aclarar que los rendimientos de los activos del fondo son ajustados por el ciclo económico y la incertidumbre en su retorno. De esta manera, este ajuste le permite al Gobierno noruego gastar menos de la tasa de retorno en una fase expansiva del ciclo económico, o, por el contrario, si la economía se encuentra en la parte baja del ciclo, gastar más del retorno esperado¹².

El Ministerio de Finanzas es el dueño de este Fondo, donde se dirigen los recursos por extracción de petróleo y gas y,

como tal, es el encargado de guiar, monitorear y evaluar el desempeño de las inversiones que se realicen. Por su parte, el manejo del fondo es delegado al Banco Central que es la institución encargada de administrar el fondo, implementando la estrategia de inversión y ejerciendo los derechos de propiedad sobre los recursos que están consignados.

Así mismo el equipo técnico del Banco aconseja al Ministerio sobre las estrategias de inversión. El capital depositado en el fondo es invertido en acciones y en instrumentos de renta fija en el extranjero. Actualmente, el Ministerio de Finanzas ordena al fondo invertir un porcentaje fijo de su capital en acciones (entre 30% y 50%).

FONDO DE ESTABILIZACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL Y FONDO DE RESERVAS DE PENSIONES DE CHILE¹³

El Fondo de Compensación para los Ingresos del Cobre (FCIC), se constituyó en 1987, en virtud de un acuerdo de crédito entre la República de Chile y el Banco Mundial, en el cual se depositaban los recursos provenientes de la exportación de cobre. Tenía como objetivo la estabilización de los ingresos del gobierno, en el marco de una política de sostenibilidad fiscal. Dichos recursos eran administrados en su conjunto por la compañía estatal de cobre (CODELCO), el Banco Central de Chile y el Ministerio de Hacienda.

De acuerdo con lo establecido por la Ley de Responsabilidad Fiscal de 2006, los recursos del Fondo de compensación para los ingresos del cobre se destinaron a la creación del Fondo de Estabilización Económica y Social (FEES), creado en marzo de 2007. Por su parte, el Fondo de Reserva de Pensiones (FRP), creado en diciembre de 2006 se alimentó del ahorro de los ejercicios fiscales del Gobierno. El FEES tiene por objeto ahorrar recursos en épocas de elevados ingresos, considerando entre otros aspectos, la trayectoria de largo plazo del precio del cobre y del molibdeno, para evitar ajustes del gasto público en épocas en que los ingresos disminuyen.

El FEES recibió inicialmente US\$ 6.000 millones -de los cuales US\$ 2.540 millones correspondían a activos del Fondo de Compensación para los Ingresos del Cobre, el cual desapareció-, y otros US\$ 7.100 millones de dólares a lo largo del resto del año 2007. El valor de mercado del FEES en los primeros meses de 2010 ascendió a US\$ 11.100 millones, de acuerdo con información del Ministerio de Hacienda de Chile.

Un rasgo característico del FEES es que sus recursos son invertidos de manera íntegra en los mercados financieros internacionales, de los cuales una mayor proporción se in-

¹² En el año 2002, con la desaceleración de la economía, el capital del Fondo no creció a pesar de que el gobierno le inyectó una buena cantidad de capital. La economía Noruega se desaceleró durante 2003 y 2004 lo cual erosionó los ingresos por impuestos y aumentó los gastos por concepto de seguros de desempleo. Con el fin de estabilizar la economía, se permitió usar más del 4% estipulado en las guías del manejo fiscal.

¹³ La información presentada se basa en los documentos: i) Informe Anual Fondos Soberanos 2009. Ministerio de Hacienda de Chile, ii) Ley de Responsabilidad Fiscal de Chile (Ley 2018 de 2006), y iii) Rodríguez J., Escobar L. y Jorral L. (2009). - Los Ingresos Tributarios en el Contexto de la Política de Balance Estructural-. Estudios de Finanzas Públicas. Ministerio de Hacienda de Chile.

vierte en moneda extranjera (principalmente en dólares, seguidos de inversiones en euros, y en yenes japoneses). Esta política de inversión tiene como consecuencia no sólo la estabilización de los ingresos fiscales, sino también del tipo de cambio. De tal manera que el FEES ha actuado, por su diseño, no sólo como un instrumento de política fiscal contracíclica, sino también como un instrumento para luchar contra la revaluación del peso.

Por su parte, el Fondo de Reserva de Pensiones (FRP) se constituyó con un aporte inicial de US\$ 604,5 millones. Su creación respondió al nuevo escenario demográfico caracterizado por una mayor esperanza de vida y un aumento de la población de tercera edad, lo cual se sumó a la necesidad de garantizar pensiones básicas solidarias a quienes no han logrado ahorrar lo suficiente para su jubilación.

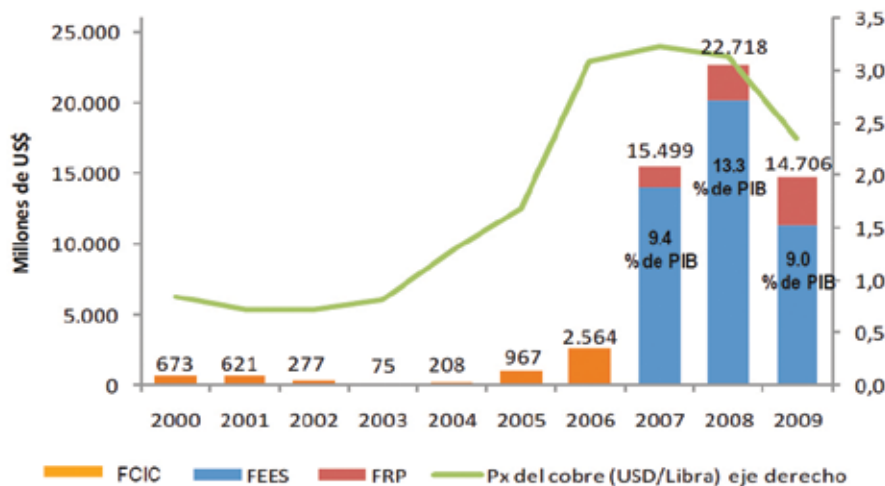
De esta manera, el objetivo del FRP es apoyar el financiamiento de las obligaciones fiscales derivadas de la garantía estatal de las pensiones básicas solidarias de vejez y de inva-

lidez, así como los aportes previsionales solidarios considerados en la Reforma Previsional de Chile. De este modo, se complementa el financiamiento de futuras contingencias en materia de pensiones.

Conforme a la ley de Responsabilidad Fiscal, el FRP se incrementa cada año en un monto mínimo equivalente al 0,2% del Producto Interno Bruto (PIB) del año anterior. Si el superávit fiscal efectivo es superior a 0,2% del PIB, el FRP recibe un aporte equivalente a dicho superávit con un máximo de 0,5% del PIB. El mecanismo anterior asegura anualmente recursos para el Fondo, independientemente de la situación fiscal que el país enfrente cada año. El valor de mercado del FRP en los primeros meses de 2010 asciende a US\$ 3.365 millones, de acuerdo con información del Ministerio de Hacienda de Chile.

En el gráfico 4 se aprecia la evolución del ahorro macroeconómico en Chile sustentado en el FEES y el FRP y en FCIC en la última década.

GRÁFICA 4. EVOLUCIÓN DE LOS FONDOS DE AHORRO EN CHILE



Fuente: Banco Central de Chile, cálculos DGPM (MHCP)

FONDO DE ESTABILIZACIÓN MACROECONÓMICA DE VENEZUELA¹⁴

El Fondo fue creado en noviembre de 2003 con el objeto de lograr la estabilidad de los gastos del Estado en los niveles nacional, estatal y municipal, frente a las fluctuaciones de los ingresos corrientes.

El Fondo para la Estabilización Macroeconómica es un fondo adscrito al Ministerio de Finanzas, con los únicos fines de coordinación de sus actividades con los órganos de la ad-

ministración central, de apoyo presupuestario y técnico, y de articulación con los procesos de la gestión fiscal.

La administración operativa del Fondo para la Estabilización Macroeconómica está a cargo del Banco Central de Venezuela, quien mantiene cuentas separadas de la República, los Estados y los Municipios. Los recursos podrán mantenerse en instrumentos, susceptibles de liquidación inmediata, y denominados en monedas de libre curso internacional.

Los recursos del fondo están constituidos por:

¹⁴ Esta sección está basada en la ley que crea el fondo para la estabilización macroeconómica, la cual se encuentra disponible en la dirección electrónica: <http://www.bcv.org.ve/fem/pdf/leyfem2005.pdf>

- Los aportes de la República:
 - a. El monto equivalente no menor al veinte por ciento (20%) del exceso, en términos reales y comparables, entre los ingresos y los gastos ejecutados en el periodo fiscal inmediatamente anterior.
 - b. Los montos que habrían correspondido al situado constitucional y a las asignaciones económicas especiales, derivados del excedente resultante entre el ingreso ordinario y los gastos ejecutados, efectivamente producidos.
 - Los ingresos netos que correspondan a la República, con ocasión de la privatización de empresas públicas o de concesiones o asociaciones estratégicas, que no hayan sido empleados en operaciones vinculadas al manejo de pasivos públicos.
 - Los aportes extraordinarios que efectúe el Ejecutivo Nacional.
 - Los rendimientos netos que se obtengan como producto de las operaciones del Fondo.

Se establece como nivel máximo de acumulación de recursos, para cada uno de los entes aportantes en el Fondo para la Estabilización Macroeconómica, los siguientes:

- Para la República, un monto equivalente al veinte por ciento (20%) del promedio de las exportaciones petroleras de los últimos tres años.
- Para los estados y municipios, un monto equivalente al diez por ciento (10%) del promedio de las exportaciones petroleras de los últimos tres años.

Los recursos de las diferentes cuentas del Fondo podrán ser girados para la gestión financiera del Tesoro Nacional en los siguientes casos:

- Disminución de la suma de los ingresos totales, cualquiera sea su origen, respecto del promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos tres años calendario.
- Estado de Emergencia Económica, decretado de conformidad con la Constitución de la República

Bolivariana de Venezuela y la legislación que regula la materia.

FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS DE MÉXICO¹⁵

El Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros de México (FEIP) fue creado en octubre de 2000 cuando se generaron ingresos extraordinarios por la venta de petróleo crudo mexicano en el exterior. El Fondo opera como instrumento para atenuar el impacto sobre la finanzas públicas y la economía nacional de cambios en los ingresos petroleros del Gobierno Federal, que resulten del comportamiento del precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo mexicano y de otros hidrocarburos, o de movimientos del tipo de cambio del peso respecto del dólar de los Estados Unidos, con respecto a los estimados en el presupuesto anual¹⁶.

Las reglas de operación del Fondo son establecidas mediante acto administrativo (acuerdo) de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público¹⁷, la cual regula las operaciones presupuestales por medio de las cuales se realizan los aportes al fondo, el manejo e inversión de los recursos depositados, así como su aplicación y destino.

Para la operación del Fondo se constituyó un fideicomiso público (no considerado entidad paraestatal) y se creó un Comité Técnico, en cumplimiento de la normatividad del sistema financiero. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público informa trimestralmente al Congreso los ingresos y egresos del Fondo, en los informes sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública.

Los ingresos del Fondo están constituidos por:

- Aportes que realice el Gobierno Nacional provenientes del Derecho sobre Hidrocarburos (DHFE)¹⁸.
- Excedentes de Ingresos: de acuerdo con la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LF-PRH), en su artículo 19 fracción 1, el 40% de los Ingresos Excedentes Remanentes¹⁹ se destinan al FEIP.
- Recursos derivados de las coberturas o instrumentos de transferencia significativa de riesgos que hubiera contratado o adquirido el Fondo.

¹⁵ Esta sección está basada en la información publicada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de México: http://www.shcp.gob.mx/EGRESOS/PEF/lyn_presupuestarias/feip/reglas_operacion_fondo_estabilizacion_petroleo.pdf

¹⁶ Se refiere a los supuestos utilizados en la Ley de Ingresos de la Federación de cada ejercicio fiscal, para propiciar condiciones que permitan cubrir el gasto previsto en el Presupuesto de Egresos de la Federación del ejercicio correspondiente.

¹⁷ Secretaría de Hacienda y Crédito Público, diario Oficial, Jueves 31 de mayo de 2007.

¹⁸ El Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (DHFE), establecido en el artículo 256 de la Ley Federal de Derechos (LFD), es una contribución a la que PEMEX Exploración y Producción está obligado cuando en el año el precio promedio ponderado del barril de petróleo crudo exportado excede los 22.00 dólares de los Estados Unidos de América, caso en el cual se aplica sobre el valor anual del petróleo crudo extraído en el año, incluyendo el consumo que de este producto efectúe PEMEX Exploración y Producción, una tasa variable en función del precio que va del 1% al 10%. Una vez que se alcance el límite máximo determinado para el FEIP, el DHFE o cualquier otra contribución destinada al FEIP, cambia su destino para aplicarse al Fondo de Apoyo para la Reestructura de Pensiones.

¹⁹ Luego de la compensación al incremento en el gasto no programable respecto del presupuestado, por concepto de participaciones; de cubrir el costo financiero, derivado de modificaciones en la tasa de interés o del tipo de cambio; del pago de adeudos de ejercicios fiscales anteriores, de la atención de desastres naturales cuando el Fondo de Desastres a que se refiere el artículo 37 de la LFPRH resulte insuficiente.

- Rendimientos Financieros obtenidos por la inversión de los recursos.

Sin embargo, en las Leyes de Ingresos de la Federación para los Ejercicios Fiscales 2009 y 2010, se permitió que de los recursos generados por el DHFE se destinaran a financiar programas y proyectos de inversión aprobados en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) y para compensar parcial o totalmente los ingresos del Gobierno Federal.

Los recursos del FEIP de México están conformados por Depósitos en cuentas o subcuentas en la Tesorería de la federación y, los criterios de inversión son los mismos que los aplicables a las disponibilidades de la Tesorería.

El FEIP puede destinar recursos a los siguientes propósitos:

- Compensar la disminución de ingresos estimada en la Ley de Ingresos de la Federación en cada ejercicio fiscal ²⁰.
- Gastos de la contratación o adquisición de coberturas e instrumentos de transferencia significativa de riesgos que contribuyan a la estabilidad de los ingresos petroleros del Gobierno Federal.
- Gastos de operación del Fideicomiso.
- Reintegro de las aportaciones derivadas de los ingresos excedentes y del derecho sobre hidrocarburos (cuando los anticipos sobrepasen al aporte requerido).

FONDO PERMANENTE DE ALASKA²¹

En 1969, producto de la explotación de petróleo en la bahía de Prudhoe, Alaska recibió unos ingresos inesperados por aproximadamente US\$ 900 millones. Parte de estos recursos fueron invertidos en proyectos de infraestructura y sociales, estos últimos como el Fondo para préstamos a estudiantes de Alaska y la emisión de bonos para la personas de la tercera edad. Sin embargo, antes de que se agotaran los recursos, en 1976 los ciudadanos de Alaska aprobaron mediante votación, la creación de una enmienda constitucional que permitía la creación del Fondo Permanente de Alaska.

La enmienda constitucional estableció que por lo menos el 25% de los ingresos generados por las regalías de la explotación de minerales, contratos de explotación, ganancias o ventas de la explotación de minerales e hidrocarburos (petróleo y gas), y los ingresos minerales recibidos por el Estado, deben dirigirse a un Fondo Permanente. No obstante, el Fondo no incluye los ingresos fiscales provenientes de las compañías petroleras. Una de sus características principales

es que los ingresos de este fondo solo pueden ser utilizados para hacer inversiones que generen más ingresos y el monto principal u ahorro inicial del Fondo no puede ser invertido.

Los recursos del Fondo están invertidos en una serie diversificada de activos e inversiones de portafolio tanto público como privado. Todas las inversiones que se hagan con recursos del Fondo ya sea en Alaska o en el exterior, deben esperar a generar rendimientos bajo unos niveles aceptables de riesgo. Vale la pena resaltar que históricamente las ganancias del Fondo siempre han sido superiores al 10% anual, porcentaje que ha sido mayor que la inflación.

El Gobierno puede gastar las ganancias derivadas de las inversiones del Fondo. Estas ganancias por lo general son dividendos, intereses por compra de títulos, alquiler y venta de bienes raíces. El principal mecanismo de gasto de las ganancias del Fondo es mediante la repartición de dividendos a los ciudadanos de Alaska. Es importante mencionar que la legislación permitió la creación de la División del Fondo Permanente de Dividendos y la Corporación del Fondo Permanente de Alaska como entidades encargadas de operar la distribución de dividendos y administrar las inversiones del Fondo, respectivamente. El dinero restante una vez se hace el pago de dividendos a los ciudadanos, se ahorra para las futuras generaciones.

Vale mencionar que existe otro fondo conocido como Fondo de Estabilización (también conocido como de Reserva Constitucional). La idea original de este fondo creado en 1980 era establecer un ahorro por concepto de los mayores ingresos petroleros en periodos de bonanza. Sin embargo, su naturaleza se transformó y hoy en día dicho fondo se constituye a partir de los ingresos por mora en el pago de impuestos al Estado (recuperación de cartera) y otros ingresos adeudados al Estado. Los recursos del fondo son usados en su mayoría como préstamos al mismo Gobierno para financiar su déficit fiscal y que deben ser pagados en los años en los cuales se genere un superávit fiscal.

1.2.5 La regla fiscal sobre las finanzas del Gobierno Nacional Central

Colombia ha registrado avances importantes en términos de la sostenibilidad fiscal, no solo a nivel del Gobierno Nacional Central sino también de los gobiernos subnacionales. En lo que respecta a estos últimos, en la segunda mitad de los noventas se aprobó una Ley que supeditó el endeudamiento de los entes territoriales a su capacidad de pago. Luego se tramitó otra que fijó límites a sus gastos de funcionamiento, lo cual ha contribuido de manera importante en su estabilidad financiera.

²⁰ La compensación se podrá realizar siempre que la reducción de la reserva al final del ejercicio respecto al saldo registrado el último día al año anterior, no sea mayor al 50% del límite máximo de la reserva establecido en la LFPRH.

²¹ La descripción de este fondo se basa en la información publicada en la página web del Alaska Permanent Fund Corporation www.apfc.org y en el documento de Fasano, Hugo (2000). "Review of the experience with oil Stabilization and Savings Funds in selected countries". Working Paper 112. Fondo Monetario Internacional.

En 2003, el Gobierno Nacional dio un nuevo paso al tramitar normas para propiciar la transparencia y responsabilidad fiscal a nivel del sector público. Así mismo, en 2001 se creó el Sistema General de Participaciones que contribuyó a estabilizar los recursos del gasto social y a la meta de estabilidad fiscal y macroeconómica. Se debe mencionar también la creación del Sistema General de Pensiones y su positivo efecto en la equidad y la sostenibilidad del sistema pensional. En su conjunto, estas medidas complementaron otras directrices emanadas de la Constitución Política de 1991, en materia de transferencias de recursos a las regiones y del financiamiento del Gobierno a través del Emisor.

Si bien ha habido mejoras en la normatividad para el manejo sano de las finanzas públicas, aún falta un camino por recorrer que permita blindar el manejo fiscal hacia el futuro, fortalezca el papel estabilizador de la política fiscal en su conjunto, y contribuya a reducir el nivel de la deuda pública. A lo anterior se suma la importancia de dar un manejo responsable a los recursos que se generen por la expansión de la actividad minero energética y que ingresarán tanto a las cuentas de la nación como a las de los gobiernos subnacionales. Por ésta razón, el Gobierno Nacional se propone adoptar una regla cuantitativa sobre sus finanzas, que permita consolidar el proceso de ajuste realizado a lo largo de los últimos doce años, y al mismo tiempo ahorrar parte de los recursos excedentarios. Este mecanismo asegurará que la política fiscal cumpla un papel contra-cíclico en los momentos que se requiera; y servirá de ancla de las expectativas sobre la sostenibilidad fiscal del país.

Dados los niveles actuales de la deuda en cabeza del Gobierno Nacional Central, con la adopción de una regla fiscal se alcanzarían niveles sostenibles de deuda pública, que garanticen la estabilidad macroeconómica del país y permitan recuperar el Grado de Inversión para el país. Se entiende que el menor déficit fiscal que se deriva de la aplicación de la regla fiscal disminuirá las necesidades de financiamiento, logrando reducir los niveles de deuda y aumentar el ahorro de recursos excedentarios.

La adopción de una regla fiscal tiene muchos beneficios:

- Permite un espacio para la política fiscal contracíclica, lo cual significa que la autoridad fiscal podrá ahorrar en momentos de auge y desahorrar en momentos de recesión, sin que se comprometa su meta de mediano plazo, contribuyendo así a la estabilidad macroeconómica.
- Garantiza a la población el acceso a los bienes y servicios a los que tienen derecho.
- Permite una mejor coordinación entre la política fiscal y monetaria del país, ya que durante las expansiones de la economía, o bonanzas de un sector específico, la

regla promueve una política fiscal de ahorro, apoyando los esfuerzos de estabilización de la autoridad monetaria.

- Durante las recesiones, la regla permite una política fiscal expansionista y ayuda a la política monetaria en su propósito de estimular la economía a través de menores tasas de interés.

Otra característica importante de la regla es que posibilita un manejo macroeconómico adecuado de los posibles excedentes que genere el sector minero-energético, ya que deberán ser ahorrados cuando existan bonanzas extremas, bien sea a través de fondo un ahorro o por medio de menor deuda; y podrán ser desahorrados cuando las circunstancias lo requieran.

Es importante resaltar que, tal y como se ha expresado a lo largo de esta exposición de motivos, un mecanismo de ahorro diseñado únicamente para garantizar la sostenibilidad de las finanzas del Gobierno Nacional Central, no es suficiente estrategia para promover la sostenibilidad fiscal y la estabilidad macroeconómica del país.

Es indispensable que así como para el Gobierno Nacional se diseñó un mecanismo de ahorro para administrar los recursos de la minería, se adopte un esquema de ahorro en las regiones, por medio del cual ahorren recursos en épocas de auge para luego disponer de éstos en épocas de escasez. Ello les permitirá cumplir con el deber constitucional de garantizar establemente a la población el acceso a los bienes y servicios a los que tienen derecho, cuidando la sostenibilidad fiscal y garantizando la estabilidad macroeconómica del país.

1.2.6 El balance del sistema de regalías colombiano

Las regalías son una contraprestación económica generada en favor del Estado, y las entidades territoriales tienen un derecho económico de participación sobre las mismas. En consecuencia, las regalías las reciben los departamentos y municipios en cuyo territorio se explotan los recursos naturales no renovables y los municipios portuarios por donde se transportan dichos recursos o sus derivados, además de otras entidades territoriales no receptoras o menores beneficiarias a través de la asignación de recursos del Fondo Nacional de Regalías (FNR). También reciben recursos de regalías algunas Corporaciones Autónomas Regionales, el FONPET, Ingeominas, Cormagdalena, y el Fondo de Fomento del Carbón, entre los más importantes.

De acuerdo con las determinaciones legales vigentes, las regalías y compensaciones se distribuyeron en promedio²² durante el periodo 1994-2009, de la siguiente manera:

²² Las regalías y compensaciones son distribuidas entre los beneficiarios de forma diferente por cada recurso natural no renovable, de acuerdo con los porcentajes establecidos en los artículos 31 al 48 de la Ley 141 de 1994, algunos de ellos modificados por los artículos 20 al 22 y 27 al 29 de la Ley 756 de 2002, así como por el artículo 3° de la Ley 1283 de 2009.

ACUMULADO 1994-2009

49%	DEPARTAMENTO PRODUCTOR	\$20,5 bill.	} Regalías Directas (\$33,3 bill.)
23%	MUNICIPIO PRODUCTOR	\$9,8 bill.	
7%	MUNICIPIO PORTUARIO	\$3,0 bill.	
21%	FONDO NACIONAL DE REGALIAS (FNR)	\$8,9 bill.	} Regalías Indirectas (\$8,9 bill.)
	TOTAL	\$42,2 bill.	

El 5% de las regalías que reciben los departamentos y municipios productores, y el 50% de las regalías que se asignan al FNR, se destinan al FONPET.

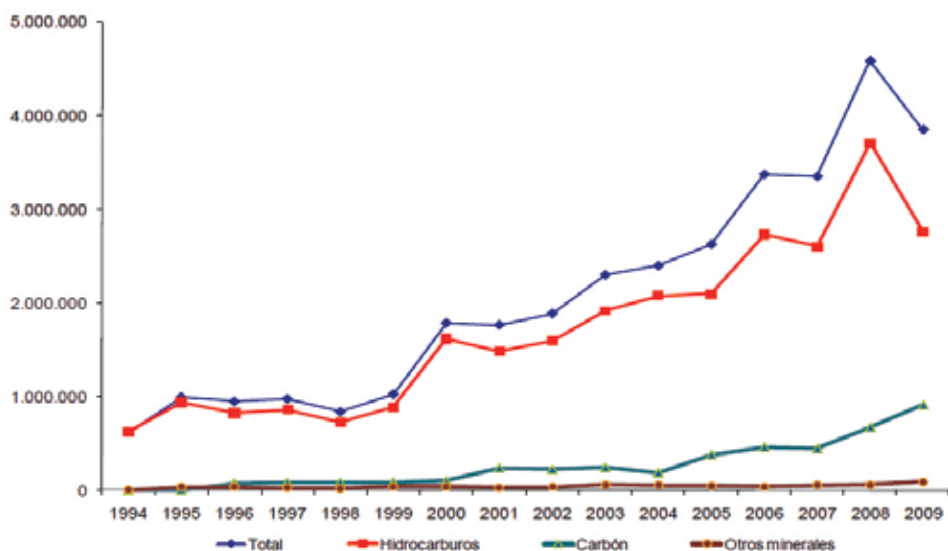
EVOLUCIÓN DE LAS REGALÍAS

A partir de la expedición de la Ley 141 de 1994²³, se evidencia un creciente volumen de regalías generadas por la explotación de hidrocarburos, carbón, níquel y demás recursos naturales no renovables.

Durante el periodo comprendido entre 1994 y 2009 se han generado regalías cercanas a los \$42,2 billones a precios constantes de 2009. De las regalías generadas, \$33,3 billones corresponden a directas y \$8,9 billones a indirectas.

Del total de regalías directas, las generadas por explotación de hidrocarburos ascendieron en el mismo período a \$27,4 billones a precios constantes de 2009, que representan el 82% del giro total, seguidas por las derivadas de la explotación de carbón que correspondieron a \$4,1 billones, níquel con \$1.1 billones y otros recursos naturales²⁴ con \$0,6 billones, que representaron el 12%, 3% y 3%, respectivamente (gráficas 5 y 6).

GRÁFICA 5. GIROS REGALÍAS DIRECTAS PERÍODO 1994-2009
(Millones de pesos constantes de 2009)

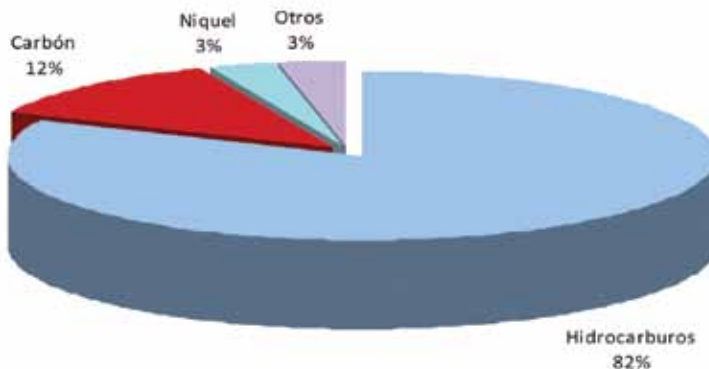


Fuente: Hidrocarburos: Ecopetrol 1994-2003 y ANH 2004-2009. Carbón y otros minerales: Carbocol y Minercol 1995-2003 e Ingeominas 2004-2009.

²³ Por la cual se crea el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones.

²⁴ Corresponden a metales preciosos, esmeralda, hierro, manganeso.

**GRÁFICA 6. PARTICIPACIÓN DE REGALÍAS POR TIPO DE RECURSO NATURAL NO RENOVABLE
1994-2009**

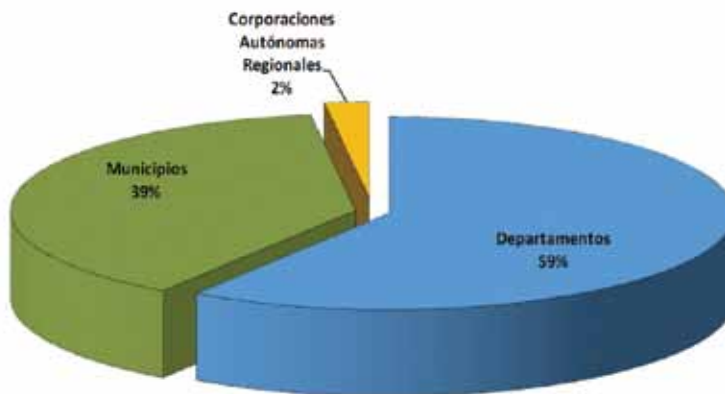


*Recurso Natural No Renovable (RNNR).
Fuente: Hidrocarburos: Ecopetrol 1994-2003 y ANH 2004-2009. Carbón y otros minerales: Carbocol y Minercol 1995-2003 e Ingeominas 2004-2009.

Sin embargo, a pesar del importante peso de las regalías generadas por hidrocarburos, a partir de 2005 se ha venido presentado un aumento significativo de la participación de las regalías generadas por carbón, situación que obedece al importante crecimiento de su producción, especialmente en los departamentos de La Guajira y Cesar.

La distribución de los recursos de regalías directas y compensaciones por beneficiario se concentran en los departamentos, los cuales han percibido el 59% de las regalías generadas en el periodo 1994-2009, los municipios el 39% y las Corporaciones Autónomas Regionales el 2% (gráfica 7).

GRÁFICA 7. DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS DIRECTAS POR BENEFICIARIO



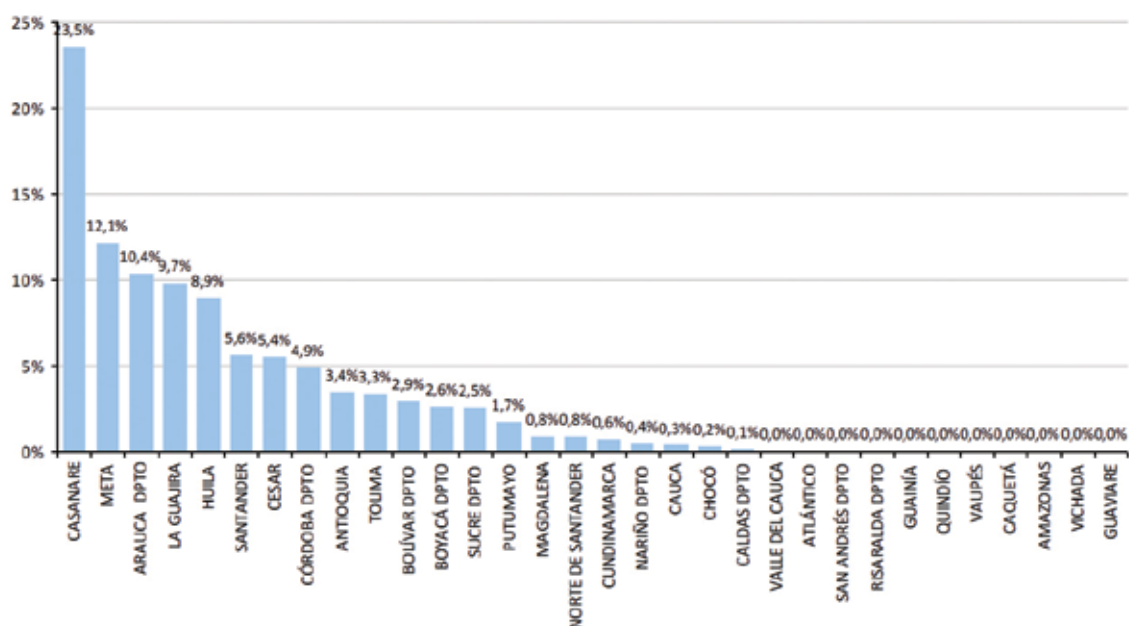
Fuente: Hidrocarburos: Ecopetrol 1994-2003 y ANH 2004-2009. Carbón y otros minerales: Carbocol y Minercol 1995-2003 e Ingeominas 2004-2009.

Es importante precisar que de las 790 entidades beneficiarias²⁵ de recursos de regalías directas, 17 departamentos y 60 municipios perciben el 95% de las mismas. Esta concentración se deriva del criterio de asignación de las regalías ligado a la producción. Como resultado de la situación descrita, los principales beneficiarios de estos recursos han sido los

departamentos y municipios receptores por explotación de hidrocarburos correspondientes a Casanare, Meta, Arauca y Huila. Para el periodo 1994 a 2009, estos departamentos recibieron el 56 % de las regalías generadas como se aprecia en la gráfica 8.

²⁵ Departamentos, 751 municipios y 7 Corporaciones Autónomas Regionales.

**GRÁFICA 8. PARTICIPACIÓN DEPARTAMENTAL EN LAS REGALÍAS
1994-2009**



Fuente: Hidrocarburos: Ecopetrol 1994-2003 y ANH 2004-2009. Carbón y otros minerales: Carbocol y Minercol 1995-2003 e Ingeominas 2004-2009.

CONSECUENCIAS DEL ACTUAL DISEÑO CONSTITUCIONAL Y LEGAL

• INEQUIDAD Y POBREZA

La Ley determinó que la distribución de las regalías entre las diferentes entidades territoriales se realizará de acuerdo con el tipo y volumen de los recursos explotados y transportados, sin tener en cuenta criterios como el número de habitantes a beneficiar, el número de personas o familias pobres, los índices de necesidades básicas insatisfechas de dichos habitantes, la capacidad administrativa y financiera de las entidades territoriales y los impactos ambientales.

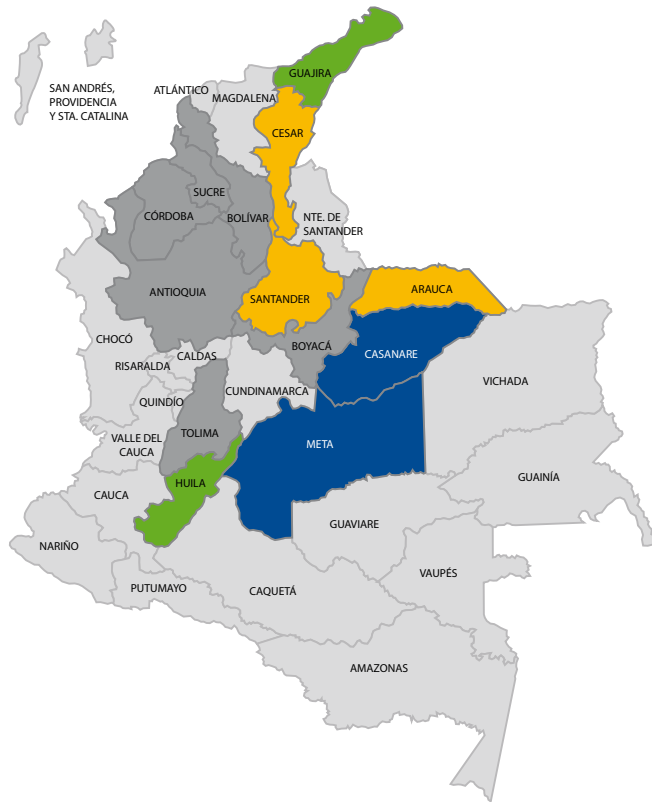
Con el aumento de los precios de hidrocarburos y la producción de carbón a partir del año 2000, se generó un aumento considerable en la generación de regalías y se hizo manifiesta la excesiva concentración de estos recursos en unas pocas entidades territoriales.

La distribución de participaciones de regalías de hidrocarburos, según lo contemplado en el artículo 27 de la Ley 756 de 2002 se presenta en la tabla 6, cuyo volumen depende de los barriles promedio diario mensual BPMD.

TABLA 6. DISTRIBUCIÓN DE PARTICIPACIONES DE REGALÍAS DE HIDROCARBUROS

Entidad	Producción de Municipio 0-10.000 BPMD (%)	Producción de Municipio 10.000- 20.000 BPMD (%)	Producción de Municipio Superior 20.000 BPMD (%)
Departamentos productores	52,0	47,5	47,5
Municipios o distritos	32,0	25,0	12,5
Municipios o distritos portuarios	8,0	8,0	8,0
Fondo Nacional de Regalías	8,0	19,5	32,0

Fuente: DNP



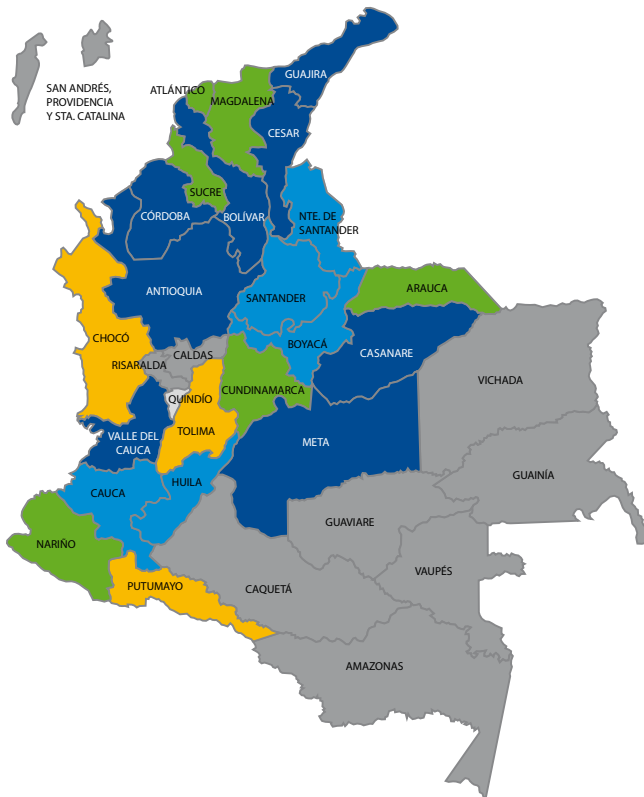
PASADO

Regalías totales por departamento

2000 - 2010
(Cifras en billones)



Fuente: Ministerio de Hacienda, Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación. Julio 18 de 2011



FUTURO

Regalías totales por departamento

2012 - 2020
(Cifras en billones)



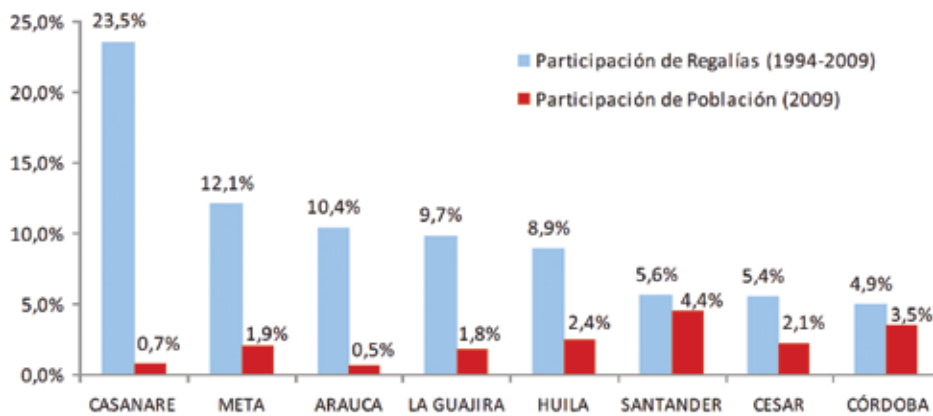
Fuente: Ministerio de Hacienda, Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación. Julio 18 de 2011

La distribución de recursos de regalías con base en el diseño constitucional vigente genera la concentración del 80% de estos recursos en entidades territoriales que representan el 17% de la población. Esta situación produce inequidad en la distribución de una fuente de financiación que debería beneficiar de manera más equilibrada a todas las regiones del país y que afecta la compensación territorial, ya que si bien el Sistema General de Participaciones busca una distribución más equitativa entre las regiones, al incorporar en el balance los recursos de regalías, dicha equidad se ve neutralizada por la desigual distribución de las regalías entre departamentos y municipios.

Casanare, con menos del 1% de la población recibe el 24% de las regalías; Meta con el 2% de la población el 12% de las regalías, y Arauca con el 0,5% de la población el 10,8%, esta situación genera una gran inequidad difícil de justificar. Si bien resulta razonable que las entidades territoriales en donde se realizan las actividades extractivas perciban una regalía acorde con los efectos que genera dicha actividad, la asignación no conserva correspondencia con la distribución de la población. En contraste, departamentos con probadas necesidades de recursos como Chocó y Nariño reciben sumas bajas, lo que históricamente los ha conducido a una trampa de pobreza o a depender de recursos del Gobierno Central, exclusivamente.

Cuando el análisis se realiza por departamentos, se encuentran diferencias aún mayores. En la gráfica 9 se aprecia cómo

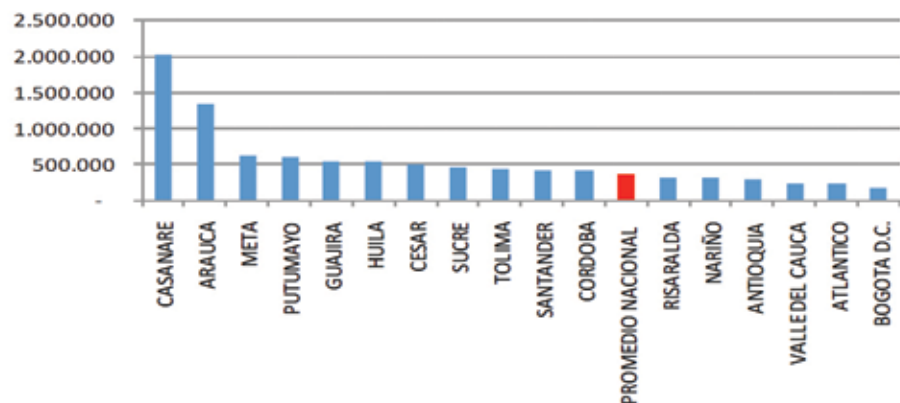
GRÁFICA 9. PRINCIPALES BENEFICIARIOS DE REGALÍAS DIRECTAS



Fuente: DNP

GRÁFICA 10. REGALÍAS Y SGP PER CÁPITA

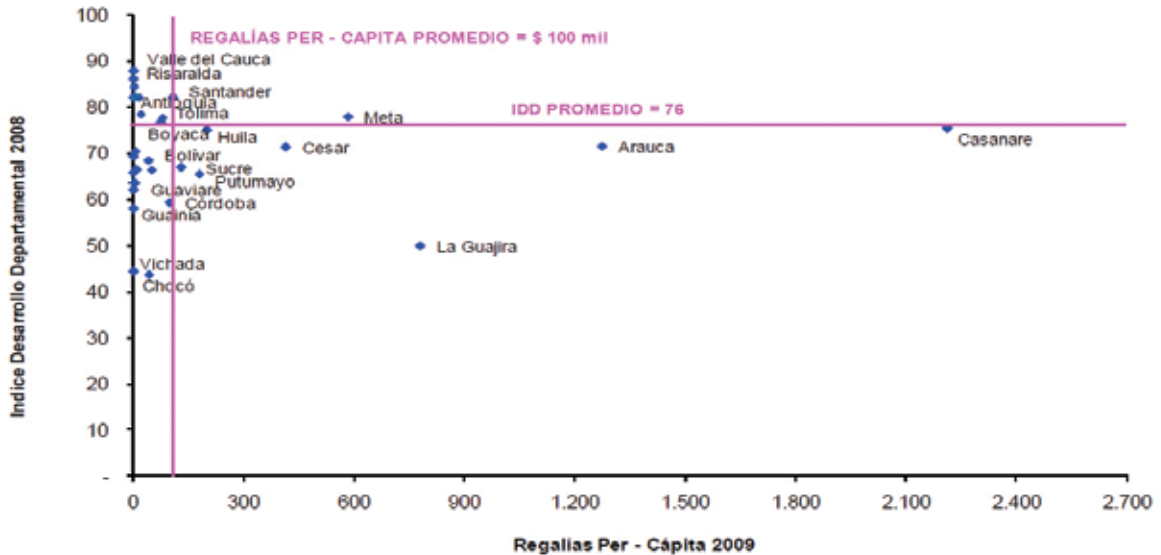
Los dos principales instrumentos de redistribución de los ingresos entre regiones son el Sistema General de Participaciones (SGP) y las Regalías. En el gráfico 10, se aprecia que la distribución por habitante por estas dos fuentes genera asignaciones per cápita de hasta cinco veces mayores al promedio nacional.



Fuente: DNP

Adicionalmente, como se puede observar en el gráfico 11, los departamentos con mayores recursos de regalías, presentan un índice de desarrollo departamental que se encuentra por debajo del promedio nacional.

GRÁFICA 11. ÍNDICE DE DESARROLLO DEPARTAMENTAL VS. REGALÍAS PER CÁPITA

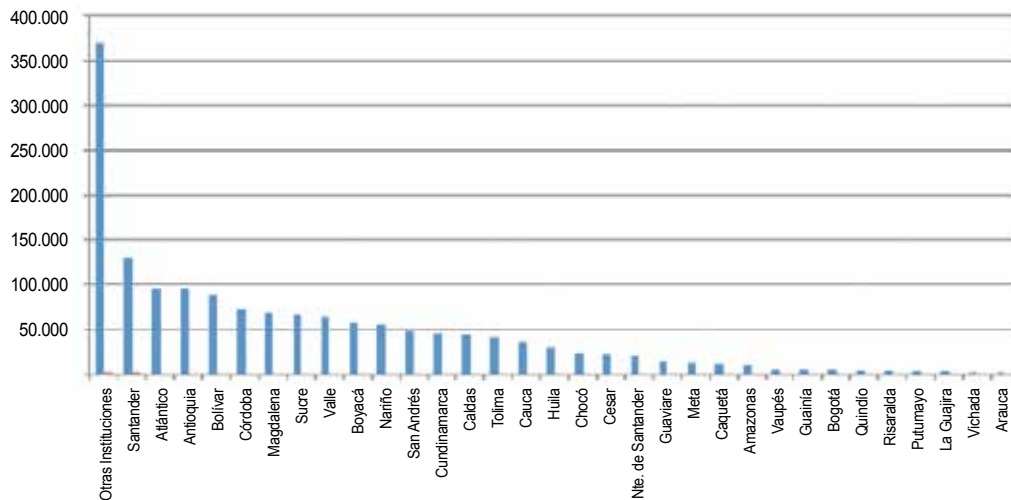


Fuente: Cálculos DNP

Por su parte, el Fondo Nacional de Regalías, cuya filosofía era la redistribución de parte de la riqueza generada por la explotación de recursos naturales no renovables entre aquellos departamentos y municipios que no son beneficiarios directos de regalías, se encuentra atomizado por múltiples destinaciones específicas que no permiten una redistribución equitativa.

En la gráfica 12, se aprecia que la destinación de los recursos del FNR no ha estado asociada con redistribuir los recursos entre aquellas regiones con mayores índices de necesidades básicas insatisfechas; e incluso la asignación de recursos ha beneficiado a departamentos que perciben regalías directas como Santander, Bolívar, Córdoba, y Sucre, entre otros.

GRÁFICA 12. ASIGNACIÓN FONDO NACIONAL DE REGALÍAS 2002-2008



Fuente: Fondo Nacional de Regalías. En Otras Instituciones se incluye Cormagdalena, Ingeominas, especialmente cuyas inversiones benefician a las Entidades Territoriales.

Así mismo, los recursos asignados por el Fondo Nacional de Regalías se han orientado a una serie de sectores como transporte, energía, vivienda, educación, salud, medio ambiente, gas, asistencia humanitaria, cultura, agricultura entre otros, sin que su destinación tenga una dimensión integral y planificada que promueva el desarrollo regional, y que se dirija a las grandes apuestas que le permitan a las regiones contar con la infraestructura básica para generar mayores niveles de competitividad regional especialmente en las zonas con menores índices de competitividad.

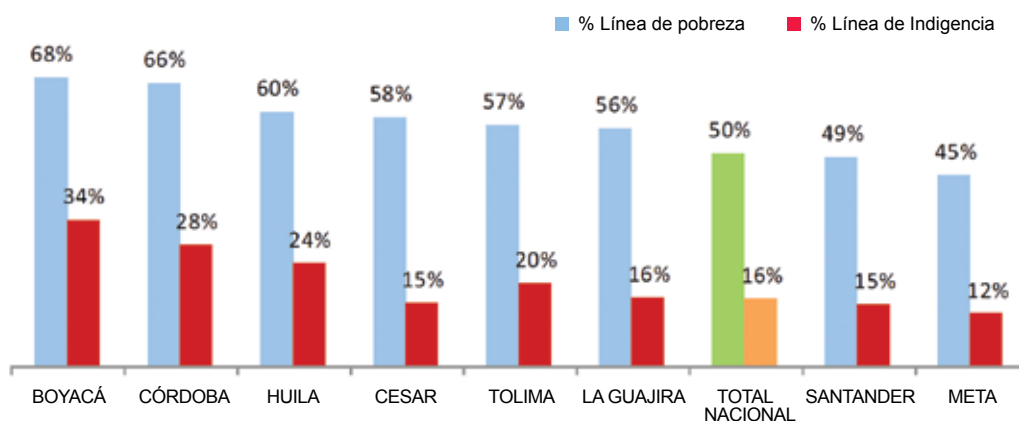
POBREZA

Generalmente se utilizan dos indicadores: una Línea de Indigencia (LI) y una Línea de Pobreza (LP). La línea de indigencia se define como el valor de una canasta de consumo

que permite a una familia típica cubrir sus necesidades mínimas de alimentación tal y como las define la Organización Mundial de la Salud, es decir, a partir del valor de una canasta de consumo que proporcione alrededor de 2.250 kilocalorías diarias por adulto. Por su parte, a la línea de pobreza moderada se le agrega, además del consumo en alimentos, el valor estimado de todos aquellos bienes básicos no alimenticios.

De acuerdo con la información de la Misión de Pobreza, para los departamentos en los cuales existe medición de la línea de pobreza en 2005, los departamentos de Santander (49%) y Meta (45%) se encuentran por debajo de la línea de pobreza nacional (50%), en tanto los departamentos de Córdoba (66%) y Huila (60%) presentan los mayores porcentajes de población bajo la línea de pobreza.

GRÁFICA 13. PORCENTAJE DE POBLACIÓN BAJO LA LÍNEA DE POBREZA E INDIGENCIA, 2005



Fuente: cálculos de la MERPD con base en bases de datos de la DDS-DNP.

Respecto a los cálculos de línea de indigencia, los departamentos de Boyacá (34%), Córdoba (28%) y Huila (24%), presentan los mayores niveles de población ubicada por debajo de la línea de indigencia, por encima del promedio nacional (15,6%). Los departamentos de Santander (14,5%) y Meta (12,2%) tienen una proporción de población por debajo de la Línea de Indigencia menor al promedio nacional (15,6%), manteniendo la tendencia presentada en el comportamiento de la línea de pobreza.

En general los departamentos principales receptores de regalías, no han logrado que esta fuente de recursos se convierta en un generador de riqueza en la región como se esperaba, especialmente, en los departamentos de Córdoba y La Guajira en donde se presentan diferencias significativas con departamentos como el Meta.

En estricto sentido, las entidades territoriales beneficiarias de regalías deben alcanzar niveles de bienestar al menos cercanos al promedio nacional, para evaluar los avances ob-

tenidos en materia de mejoramiento de las condiciones de vida de la población. Se analizan a continuación los cambios en los indicadores que permiten medir condiciones de pobreza en el grupo de departamentos que concentran el 80% de las regalías; ellos corresponden a Casanare, Meta, Arauca, Huila, La Guajira, Santander, Córdoba y Cesar.

Considerando el carácter multidimensional del concepto de pobreza, existen diversas formas para su medición; para ello existen dos indicadores frecuentes para medirla: el índice de necesidades básicas insatisfechas y la pobreza medida a partir de los ingresos de los hogares, conocido como “líneas de pobreza” .

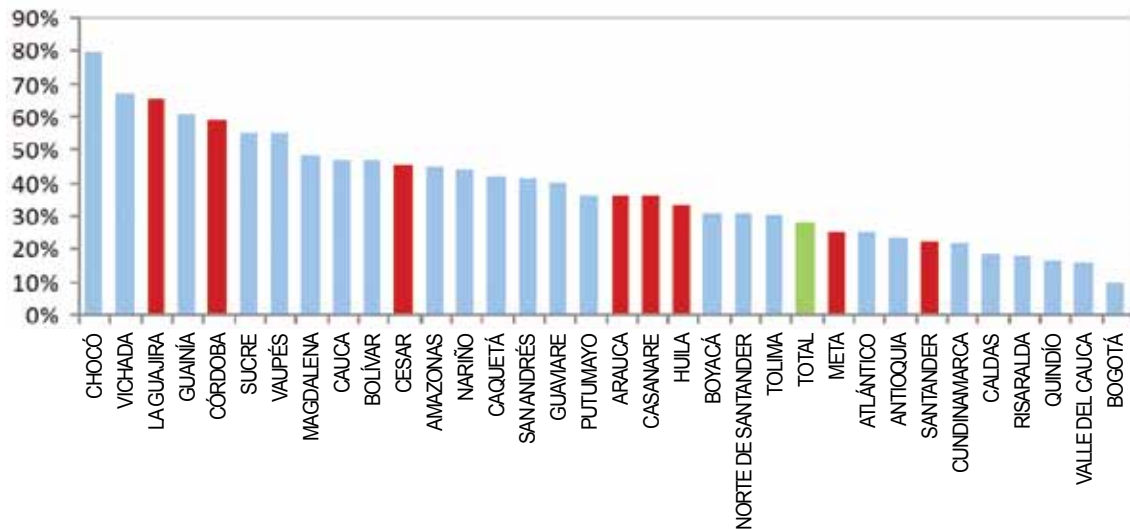
El Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) ha sido denominado un método “directo” de medición de la pobreza porque nos permite observar, directamente, la falta de cobertura de ciertos bienes o servicios básicos. En América Latina, este método se utiliza ampliamente para la construcción de mapas de necesidades básicas insatisfechas que

permite la identificación de áreas o regiones prioritarias en el diseño y asignación de recursos de programas sociales. Este método ha identificado como necesidades básicas las siguientes: contar con una vivienda; tener una vida saludable, asociada frecuentemente con los servicios básicos de la vivienda; conocer y entender el entorno “educación”; y, garantizar la subsistencia de los miembros del hogar .

De acuerdo con los resultados del Censo 2005, de los ocho departamentos mayores receptores de regalías, después de

diez años de recibir regalías directas, solamente los departamentos del Meta y Santander presentan un Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas –INBI- inferior al promedio nacional (27,7%). Adicionalmente, llama la atención el alto INBI en departamentos como La Guajira y Córdoba que supera el 60%, incluso por encima de departamentos como Cauca y Vaupés que no cuentan con una actividad productiva significativa (Gráfica 14).

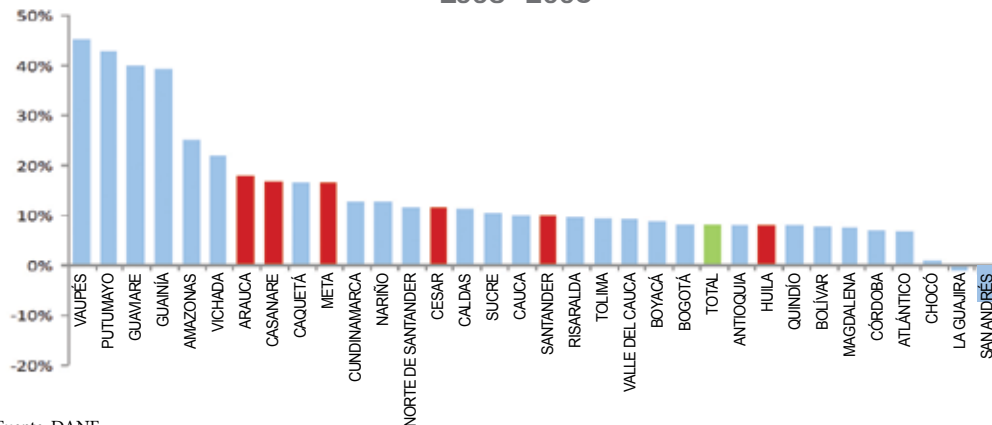
GRÁFICA 14. ÍNDICE DE NECESIDADES BÁSICAS INSATISFECHAS 2005



Fuente: DANE. Censo 2005.

Ahora bien, al comparar los avances en materia de reducción de la pobreza en el periodo 1993 (antes de la recepción de regalías) y 2005, se observa que los departamentos con mayores reducciones del índice pobreza fueron Arauca (17,8) y Casanare (16,5). De otra parte, departamentos como Huila y Córdoba a pesar de haber registrado reducción de su INBI estuvieron por debajo del promedio nacional de 9,43; y en el caso del departamento de La Guajira el índice de necesidades básicas insatisfechas aumentó (Gráfica 15).

GRÁFICA 15. PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DEL ÍNDICE DE NECESIDADES BÁSICAS INSATISFECHAS 1993 - 2005



Fuente: DANE.

En el caso del departamento de la Guajira, a pesar de que recibió cerca de \$1.5 billones en el periodo 1994 a 2005, los resultados en reducción de pobreza fracasaron y la inversión realizada en este período fue ineficaz máxime cuando desde la expedición de la mencionada Ley 141 de 1994, la destinación de estos recursos debe priorizar la salud, la educación, los servicios públicos y la reducción de la mortalidad infantil.

INEFICIENCIA

El marco legal vigente definió como uso prioritario de las regalías la financiación de la prestación de servicios sociales, haciendo especial énfasis en salud, educación, agua potable y la reducción de la mortalidad infantil, destinación que sólo podrá cambiarse cuando las entidades territoriales beneficiarias cumplan con las coberturas mínimas²⁹ en los sectores señalados.

• LAS COBERTURAS MÍNIMAS

Uno de los objetivos propuestos desde la expedición de la Ley 141 de 1994 fue promover que los departamentos y

municipios receptores de regalías alcanzaran las coberturas mínimas de los servicios de educación, salud, agua potable, alcantarillado y mortalidad infantil. Mientras las entidades territoriales beneficiarias de regalías no alcancen las coberturas mínimas en estos sectores, los departamentos deben asignar por lo menos el 60% de los recursos de regalías y compensaciones, y los municipios el 75% de estos recursos, hasta lograr dichos propósitos.

El incentivo para aquellas entidades territoriales que alcancen las coberturas mínimas consiste en reorientar los recursos de regalías a otros proyectos de inversión contenidos en el plan de desarrollo, diferentes de los requeridos para lograr las coberturas mínimas.

De las entidades territoriales que actualmente son beneficiarias de recursos de regalías y compensaciones, ninguna ha logrado cumplir todas las coberturas mínimas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 (Artículo 120 de la Ley 1151 de 2007) en los sectores de: educación, afiliación a salud, mortalidad infantil, agua potable y alcantarillado.

TABLA 7. NIVELES MÍNIMOS DE COBERTURAS

Cobertura	Meta	Entidad responsable de su certificación	Objetivo
Mortalidad Infantil	16,5 por cada mil	DANE	Disminuir la mortalidad de niños que fallecen antes de cumplir un año de edad
Salud	100%	Ministerio de la Protección Social	Afiliación del 100% de la población pobre al régimen subsidiado
Educación	100%	Ministerio de Educación Nacional	Acceso al sistema educativo de los niños en edad escolar
Acueducto	91,5%	Superintendencia de Servicios Públicos	Población urbana y rural con acceso al servicio de agua potable continua y de calidad
Alcantarillado	85,8%	Superintendencia de Servicios Públicos	Población urbana y rural con acceso a disposición de aguas residuales

Fuente: Decreto 416 de 2007 y Ley 1151 de 2007.

• LAS COBERTURAS MÍNIMAS EN ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO

En el caso de las coberturas en acueducto la meta es del 91,5%. De acuerdo con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) ninguna de las entidades territoriales beneficiarias de regalías cumple con la cobertura mínima y la potabilidad del agua exigida para la certificación de cobertura en agua potable y alcantarillado a 2009.

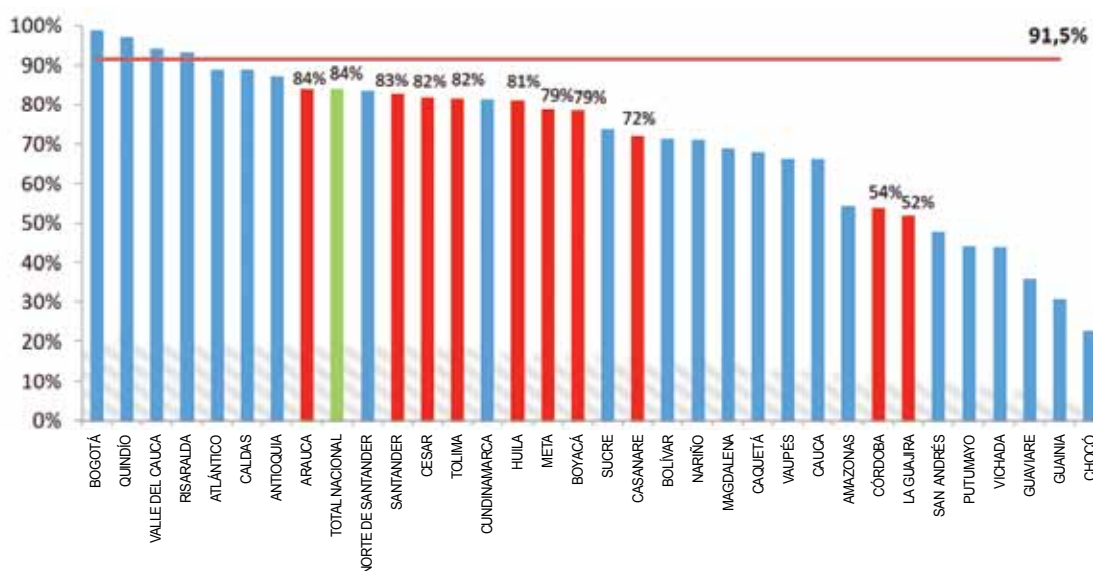
Algunas entidades territoriales, como Bogotá, Quindío, Valle del Cauca y Risaralda que no son grandes beneficiarios de regalías directas, han alcanzado los mínimos de coberturas previstas como meta para 2009, pero no cumplen con todos los requisitos exigidos por la SSPD para su certi-

ficación. Cuando se analiza la situación de los principales departamentos beneficiarios de regalías, Arauca (83,6%) y Santander (82,9%) tienen las mayores coberturas, situación que contrasta con los departamentos de Córdoba (53,8%) y La Guajira (51,6%) que presentan coberturas en acueducto por debajo de departamentos como Vaupés, Cauca y Amazonas que no cuentan con regalías u otra fuente de recursos adicionales diferentes a las transferencias nacionales (ver Gráfica 16).

En el caso de la cobertura en alcantarillado la meta es del 85,8%. Para la vigencia 2009, la SSPD indica que ninguna de las entidades territoriales beneficiarias de regalías cumple con todos los requisitos para su certificación.

²⁹ Mortalidad Infantil 1,6%, Salud para población pobre 100%, Educación Básica 100%, Agua Potable 91,5% y Alcantarillado 85,8%.

**GRÁFICA 16. COBERTURA DEPARTAMENTAL DE ACUEDUCTO
2008**

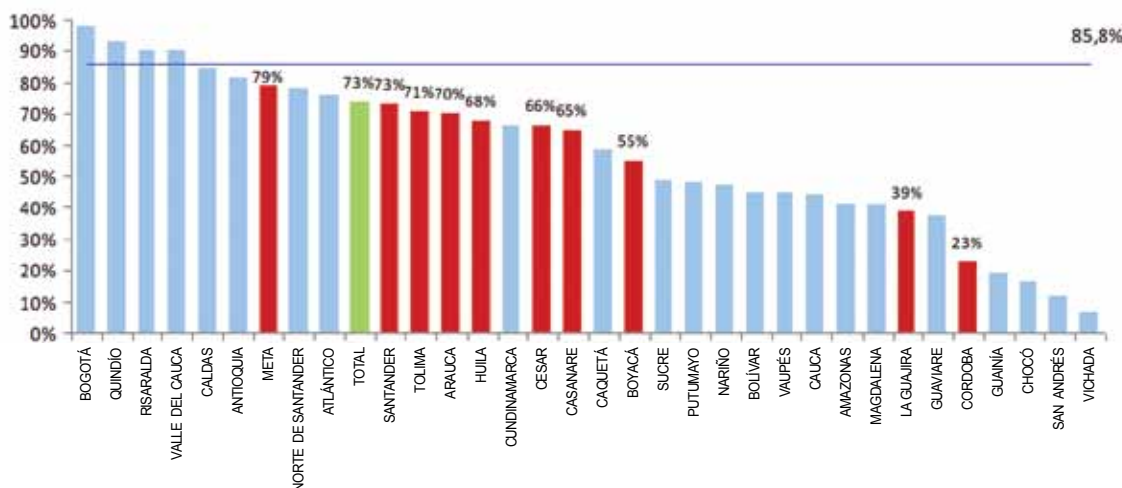


Fuente: Datos Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Las tendencias en el avance de la cobertura en alcantarillado son similares a las presentadas en acueducto, en donde ninguno de los principales departamentos beneficiarios de regalías alcanza el mínimo exigido, destacándose un importante rezago en departamentos como: La Guajira (39%) y

Córdoba (22,6%), los cuales se encuentran en el mismo nivel de departamentos como Amazonas (41,2%) y Guaviare (37,2%), que solamente cuentan con transferencias para la financiación de los servicios de acueducto y alcantarillado (Gráfica 17).

**GRÁFICA 17. COBERTURA DEPARTAMENTAL DE ALCANTARILLADO
2008**



Fuente: Datos Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

• LA COBERTURA MÍNIMA EN SALUD

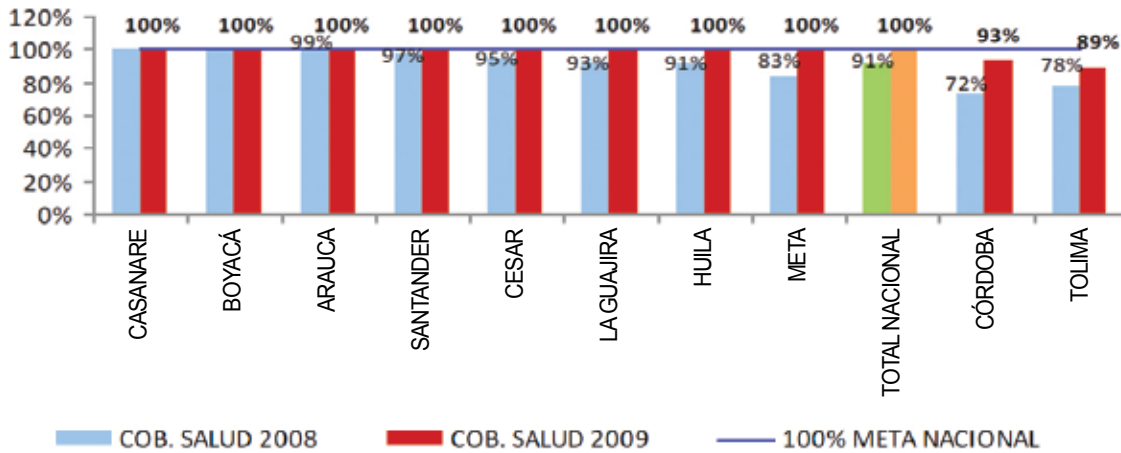
La cobertura mínima en salud se entiende como la afiliación al régimen subsidiado de salud del 100% de la población pobre identificada en los niveles 1 y 2 del SISBEN³⁰, la población indígena y la población desplazada por la violencia.

De los 32 departamentos del país, 9 departamentos lograron el 100% de coberturas en afiliación a salud de la población vulnerable en el 2008 (Casanare, Boyacá, Chocó, San Andrés, Guainía, Amazonas, Vaupés, Guaviare y Vichada) y 25 departamentos lograron el 100% de cobertura en el 2009,

³⁰ El SISBEN es el sistema de identificación de beneficiarios que permite determinar los beneficiarios de subsidios por parte del Estado.

haciendo falta Tolima (89%), Caquetá (88%), Córdoba (93%), Cundinamarca (97%), Cauca (97%), Quindío (98%) y Nariño (98%) en lograr el 100% de cobertura en este sector.

GRÁFICA 18. COBERTURA DEPARTAMENTAL EN SALUD 2008-2009



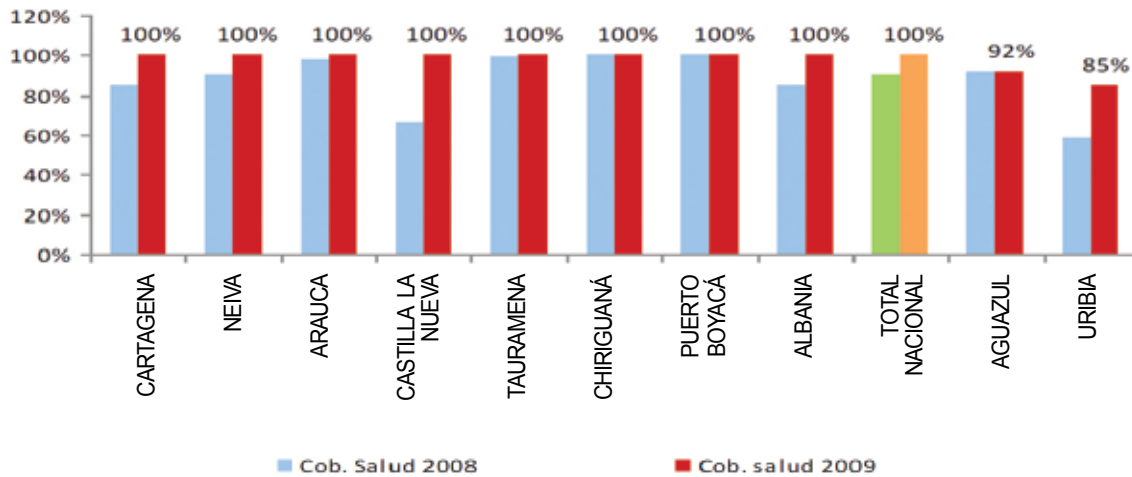
Fuente: Datos Ministerio de la Protección Social.

De los diez principales departamentos receptores de regalías, ocho han logrado el 100% de la cobertura en afiliación a salud de la población pobre. Los departamentos de Córdoba (93%) y Tolima (89%) son los que presentan una menor cobertura en afiliación a salud de la población pobre, en el 2009.

2005-2009, los cuales son: Aguazul-Casanare, Chiriguaná-Cesar, Cartagena-Bolívar, Neiva-Huila, Uribí-La Guajira, Castilla La Nueva-Meta, Albania-La Guajira, Arauca-Arauca, Puerto Boyacá-Boyacá y Tauramena-Casanare. Los únicos que no han logrado el 100% de coberturas en afiliación a salud de la población pobre son Aguazul-Casanare y Uribí-La Guajira.

Si se tiene en cuenta los diez principales municipios receptores de regalías, que recibieron \$2,71 billones en el período

GRÁFICA 19. COBERTURA MUNICIPAL EN SALUD 2008-2009



Fuente: Datos Ministerio de la Protección Social.

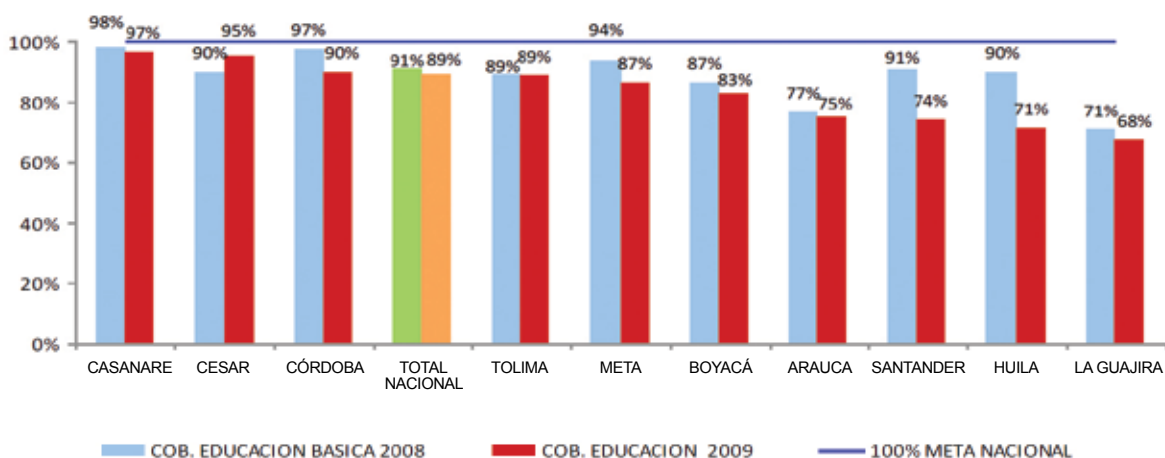
Cabe aclarar que si bien las regalías son una importante fuente de financiación para alcanzar la meta, son los recursos del Sistema General de Participaciones y el FOSYGA las principales fuentes de financiación que explican en gran parte estos logros, razón por la cual se esperaría que los departamentos y municipios receptores de regalías alcancen más rápidamente la cobertura universal.

El pago de un subsidio como este requiere garantizar su sostenibilidad en el largo plazo, por ende la financiación de este tipo de subsidios con un ingreso como las regalías que se caracteriza por su fluctuación puede generar en el mediano plazo dificultades para su sostenibilidad.

• LA COBERTURA MÍNIMA EN EDUCACIÓN

La cobertura en educación corresponde a los estudiantes matriculados en el sistema educativo (establecimientos públicos y privados) sobre la población en edad escolar. El Ministerio de Educación Nacional (MEN) calculó la cobertura neta en educación 2008 como los estudiantes matriculados en los grados 1° a 9°, sobre la población entre los 6 y 14 años de edad. Mientras que la cobertura neta en educación para el año 2009, fue el resultado de dividir los estudiantes matriculados en transición y 1° a 11°, sobre la población entre los 5 y 16 años de edad. Por este cambio en la metodología de cálculo las certificaciones en coberturas en educación 2008 y 2009 disminuyeron en la mayoría de los Departamentos.

GRÁFICA 20. COBERTURAS DEPARTAMENTALES CERTIFICADAS EN EDUCACIÓN 2008-2009



Fuente: Datos Ministerio de Educación Nacional.

Ningún departamento logró el 100% de cobertura en educación para el año 2009. De los principales departamentos mayores beneficiarios de regalías, Casanare (98%) y Cesar (95%) cuentan con las coberturas más altas en el 2009. En contraste, los departamentos de menor cobertura en educación, son: Huila (71%) y La Guajira (68%).

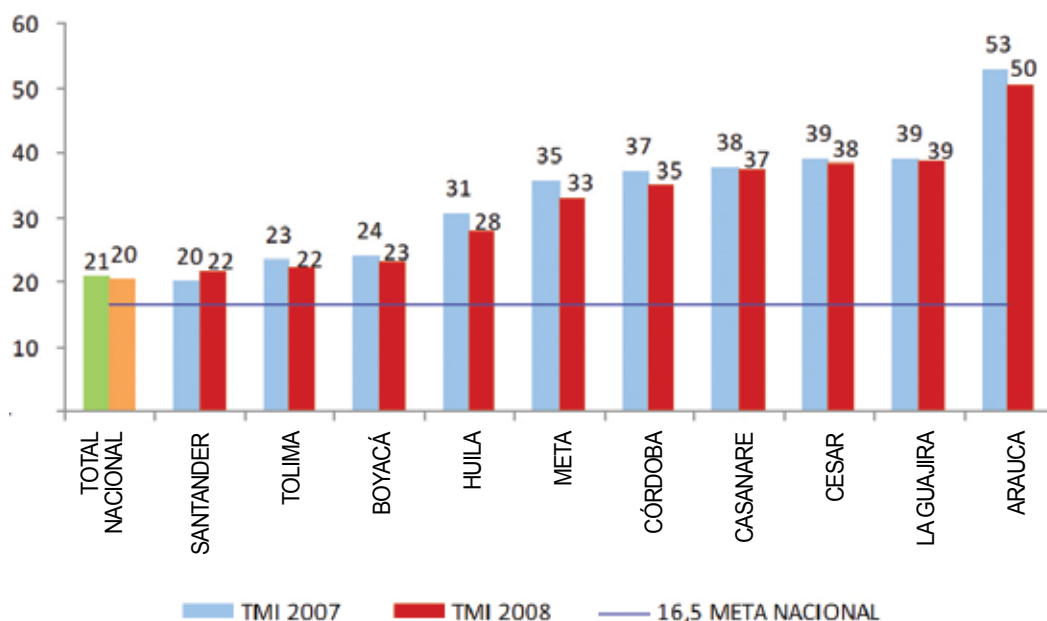
Sin embargo, en el caso de la cobertura en educación, las entidades territoriales tienen poco margen de uso de los recursos de regalías para alcanzar esta cobertura, en general las acciones se circunscriben a inversiones orientadas a la retención de población matriculada y mejoramiento de la infraestructura educativa. Al igual que en el régimen subsidiado, la financiación de la educación pública se realiza a través del Sistema General de Participaciones que garantiza el pago del personal docente y administrativo que se constituye en el principal insumo de la oferta pública.

• MORTALIDAD INFANTIL

De acuerdo con la información suministrada por el DANE, la Tasa de Mortalidad Infantil departamental 2008, entendida como la probabilidad de defunciones menores a un año por cada mil nacidos vivos, aumentó sólo en los departamentos de Santander (20,1 en el 2007 a 21,6 en el 2008) y Caquetá (36 en el 2007 a 21,6 en el 2008), los demás departamentos del país presentaron una disminución en su Tasa de Mortalidad Infantil durante el 2007-2008.

Los departamentos de Chocó (68,1), Arauca (50,4) y Cauca (46,7) tuvieron las Tasas de Mortalidad Infantil más alta en el 2008.

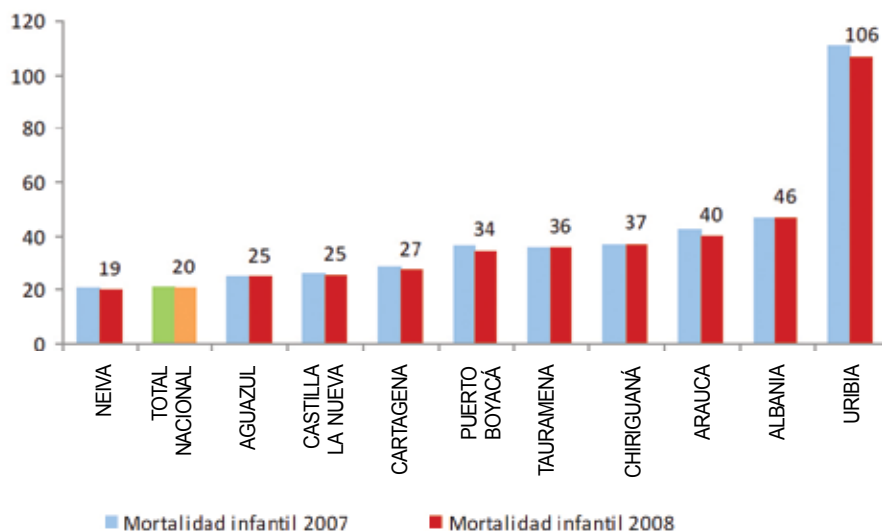
GRÁFICA 21. COBERTURA DEPARTAMENTAL EN MORTALIDAD INFANTIL 2007-2008



Fuente: Datos DANE.

De los departamentos principales beneficiarios de regalías los mejores resultados en la Tasa de Mortalidad Infantil corresponden a Santander (21,6) y Huila (27,8); mientras que los departamentos con los resultados menos favorables fueron Arauca (50,4), La Guajira (38,6) y Cesar (38,3) quienes tuvieron la tasa de mortalidad infantil más alta en el 2008.

GRÁFICA 22. COBERTURA MUNICIPAL EN MORTALIDAD INFANTIL 2007-2008



Fuente: Datos DANE.

Dentro de los principales municipios beneficiarios de recursos de regalías, el municipio de Uribia-La Guajira (106 por cada mil) es el que tiene la mayor TMI en el 2008. Mientras que Neiva-Huila (19 por cada mil) es el único que tiene una TMI menor al promedio nacional (20 por cada mil).

El balance general del logro de las coberturas mínimas no es el mejor. Después de más de una década de asignación de regalías, no es razonable que no se haya alcanzado un mínimo de servicios sociales básicos en aquellos departamentos que se constituyen en los principales beneficiarios de esta fuente de recursos, más aún cuando además de estos

recursos han recibido otras fuentes de financiación como transferencias y la cofinanciación nacional.

Detrás de este resultado pueden existir algunas explicaciones, que van desde la falta de capacidad de gestión de departamentos y municipios para realizar una gestión por resultados, hasta problemas asociados al desvío de los recursos a fines diferentes a los previstos por la normatividad vigente. En este sentido, es necesario diseñar una combinación de controles, incentivos y fortalecimiento de las capacidades institucionales que permitan cualificar la gestión territorial y orientar una estrategia que reconozca las diferencias de capacidad institucional y la identificación de las entidades territoriales que requieren de una mayor tutela o de mecanismos alternativos de gestión.

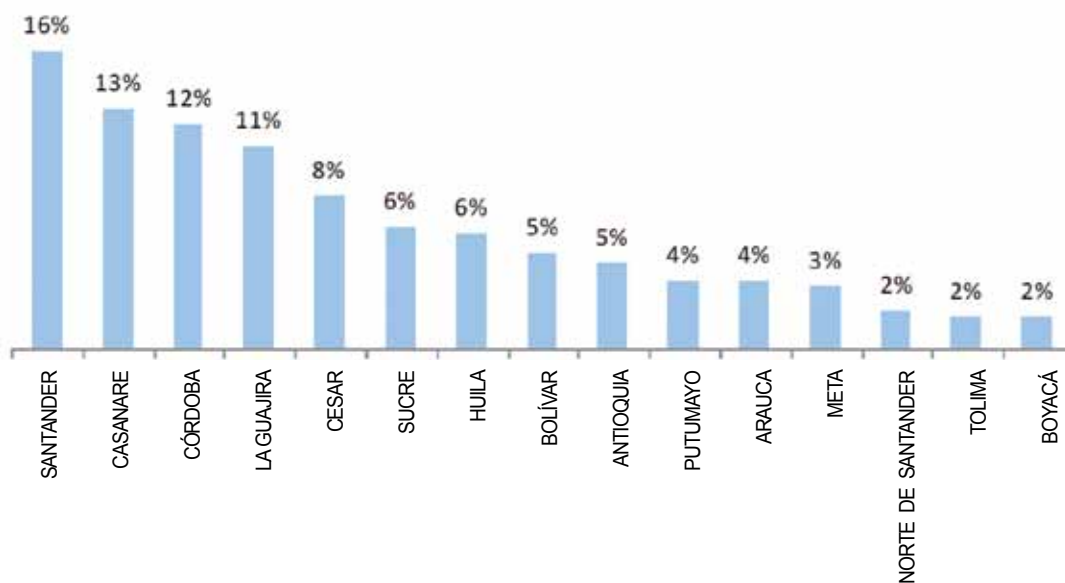
INCORRECTA UTILIZACIÓN DE LOS RECURSOS DE REGALÍAS

En desarrollo de las labores de interventoría administrativa y financiera, el DNP detecta la comisión de presuntas irregularidades en la utilización de los recursos, las cuales pueden configurar faltas que generan la imposición de medidas preventivas o correctivas por parte del DNP, y de manera simultánea o independiente constituir faltas disciplinarias,

fiscales y/o penales, cuya investigación y sanción corresponde a los Organismos de Control pertinentes (Procuraduría General de la Nación y Contraloría General de la República) y a la Fiscalía General de la Nación; evento en el cual corresponde a este Departamento trasladar al organismo correspondiente la información constitutiva de la presunta irregularidad para que la respectiva entidad adelante el trámite al que haya lugar.

Las interventorías administrativas y financieras contratadas por la Comisión Nacional de Regalías – Entidad Liquidada, tenían como objeto contractual verificar que la ejecución, distribución y destinación de los recursos de regalías y compensaciones, así como de las asignaciones provenientes del Fondo Nacional de Regalías para las vigencias 2001-2004, se ajustarán a la Ley. En virtud de lo anterior, se evidenciaron 27.610 presuntas irregularidades contractuales, presupuestales, por problemas financieros, en proyectos y en la documentación, que fueron reportadas a los Organismos de Control y/o Fiscalía General de la Nación según corresponda. En este sentido, en el gráfico siguiente se puede observar las entidades con mayor número de irregularidades reportadas, destacándose los departamentos de Santander, Casanare, Córdoba, La Guajira, Cesar, Sucre y Huila.

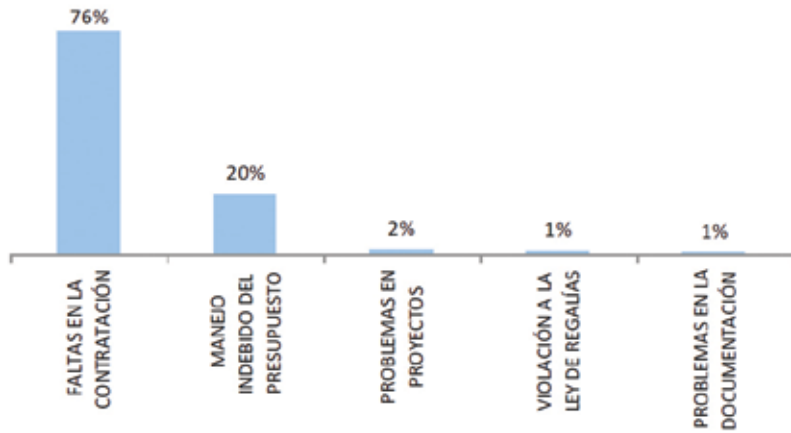
GRÁFICA 23. PORCENTAJE DE IRREGULARIDADES REPORTADAS EN APLICACIÓN DE LA LEY DE REGALÍAS POR DEPARTAMENTO 2001-2004



Fuente: Dirección de Regalías – DNP.

GRÁFICA 24. TIPOLOGÍA DE IRREGULARIDADES REPORTADAS EN APLICACIÓN DE LA LEY DE REGALÍAS POR DEPARTAMENTO 2001-2004

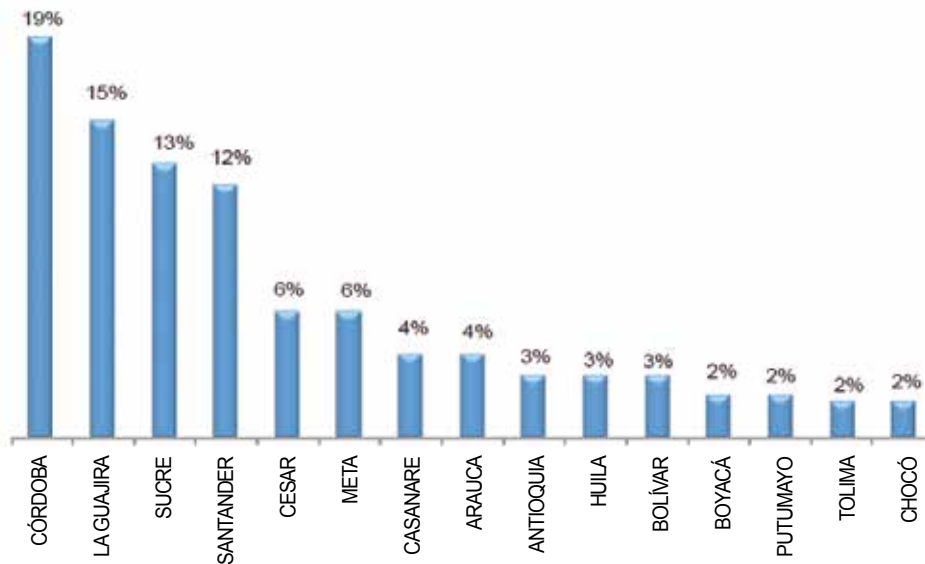
A continuación, se muestra la tipología de las irregularidades reportadas a Organismos de Control y/o Fiscalía General de Nación en el período 2001-2004.



Fuente: Dirección de Regalías – DNP.

Ahora bien, en relación con la vigencias 2005 a 2010 el DNP en virtud de las funciones recibidas de la extinta Comisión Nacional de Regalías, ha reportado 21.681 presuntas irregularidades a Órganos de Control, con el siguiente resultado por departamentos, así:

GRÁFICA 25. PORCENTAJE DE IRREGULARIDADES REPORTADAS EN APLICACIÓN DE LA LEY DE REGALÍAS POR DEPARTAMENTO 2005-2010

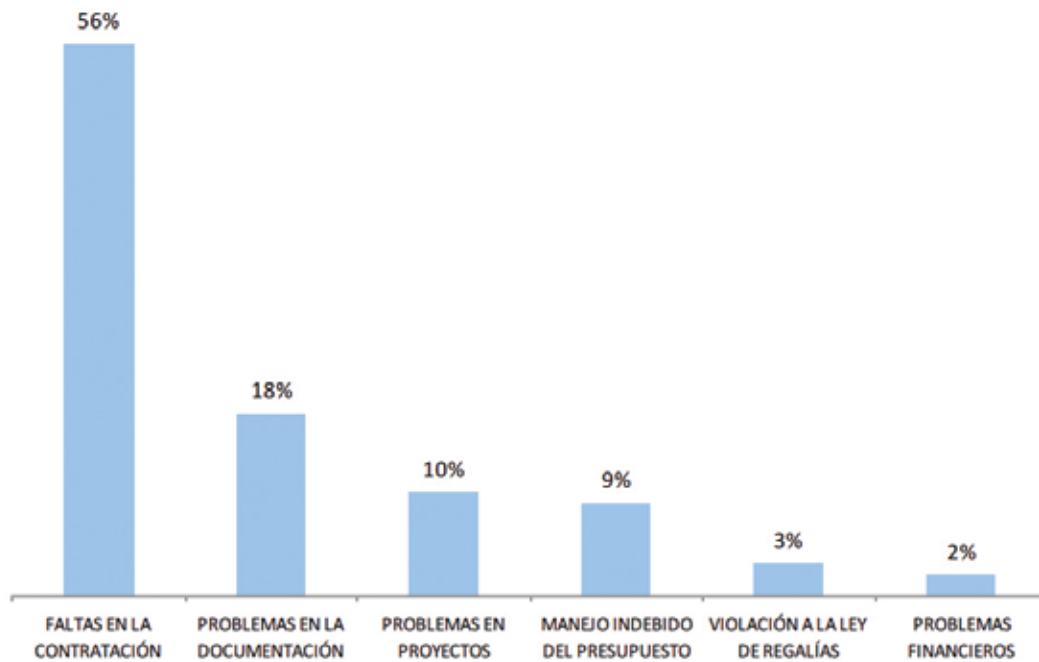


Fuente: Dirección de Regalías – DNP.

Para el período 2005-2010, al evaluar los resultados de las acciones de control administrativo y financiero se concluye que las principales razones generadoras de irregularidades en el uso de las regalías y compensaciones, se encuentran las faltas a la contratación correspondientes a la inobservancia de procesos de selección objetiva, ejecuciones extemporáneas de los contratos, omisión de la contratación de la interventoría técnica, dificultades en la formulación de los proyectos por ausencia de estudios previos adecuados y falta de otorgamiento de licencias, violación de la ley de

regalías por el financiamiento de gastos de funcionamiento, gastos sin competencia legal e incumplimiento de los porcentajes mínimos que exige los artículos 14 y 15 de la Ley 141 de 1994, modificados por los artículos 1° y 2° de la Ley 1283 de 200932, manejo indebido del presupuesto por la inadecuada constitución de reservas, incumplimiento de las normas para comprometer el presupuesto, deficiencias en el estructura del plan de desarrollo e inadecuado manejo de los recursos reflejado en la inversión de las regalías en operaciones no permitidas.

GRÁFICA 26. TIPOLOGÍA DE IRREGULARIDADES REPORTADAS EN APLICACIÓN DE LA LEY DE REGALÍAS POR DEPARTAMENTO 2005-2010



Fuente: Dirección de Regalías – DNP.

De igual forma, dentro del marco legal vigente, se establecieron dos mecanismos para prevenir el inadecuado uso de las regalías. El primero de ellos corresponde a la suspensión del giro de las regalías. A partir de 2004, con la asunción de las competencias por parte del Departamento Nacional de Planeación el mecanismo se ha reactivado, dando como resultado la suspensión de giros de regalías en más de 600 entidades territoriales discriminadas anualmente en la Tabla 8.

TABLA 8. APLICACIÓN DE MEDIDA DE SUSPENSIÓN DE GIROS

Número de entidades objeto de la medida de suspensión por vigencia	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
		185	57	26	237	66	147	106	33	52

Número de entidades con levantamiento de la medida de suspensión por vigencia	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
		82	18	25	62	151	96	82	93	21

Fuente: Departamento Nacional de Planeación.

El otro mecanismo de control previsto por la ley es el cambio de ejecutor de los recursos como consecuencia de la pérdida de capacidad de ejecución de la entidad territorial beneficiaria de las regalías. En el caso de los municipios la ejecución es asumida por el departamento y, en el caso de los departamentos pasa a ser asumida por el Gobierno Nacional. Este mecanismo se ha aplicado solamente una vez, trasladando el manejo de las regalías de un municipio al departamento. Sin embargo, la administración departamental no ejecutó los recursos con la transparencia necesaria, y el procedimiento presupuestal fue complejo y difícil de implementar.

De otra parte, los órganos de control han presentado algunos informes parciales sobre el control a las regalías, entre los cuales se destacan los siguientes apartes:

PROCURADURÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (REVISTA CAMBIO, 1 DE OCTUBRE DE 2009)

“En 750 entidades regionales y municipales, funcionarios corruptos han saqueado cuatro billones por concepto de regalías (Cesar se destaca por el mal uso de las regalías del carbón). Los procesos comprometen a 48.000 funcionarios, entre ellos 800 alcaldes y 30 gobernadores y, según la Procuraduría, esta es solo la punta del iceberg de la corrupción”.

“El Procurador reveló un escenario dramático en materia de corrupción. En sus palabras, “se están robando el país”, y como prueba de su afirmación relató que “de 33 gobernadores, 28 están siendo investigados por actos de corrupción o por incumplimiento de los deberes legales”.

Además, “de los 1101 alcaldes se está investigando el 70 por ciento de ellos y de ese 70 por ciento, el 78 por ciento por irregularidades relacionadas con la contratación. Hay tres gobernadores con pliegos de cargos”.

“El 49,36 por ciento de la contratación del año anterior, las entidades territoriales la realizaron con instituciones de utilidad común, para eludir controles legales”.

“Podrían estar comprometidos con las autodefensas, los ex gobernadores del Meta Edilberto Castro Rincón y de Casanare Miguel Ángel Pérez, figuran en la lista de 21 que tiene la Fiscalía General de la Nación”.

En Casanare, la Procuraduría sancionó a un ex gobernador con destitución e inhabilidad de 14 años a varios directivos de Fiduagraria. En este caso se comprobó un manejo irregular de los recursos provenientes de regalías, que fueron entregados a la Fiduciaria Fidupetrol, por un intermediario llamado Unión Temporal Carbones y Likuen. Estos resultados se conocieron durante el convenio entre las tres entidades para luchar contra la corrupción.

FISCALÍA GENERAL DE LA NACIÓN

El Fiscal General de la Nación Mario Iguarán. El Espectador, 18 de Mayo de 2009.

“El jefe del ente investigador Mario Germán Iguarán Arana recibió un informe extenso de los procesos que se llevan en las distintas unidades, para cumplir con la intención de acelerar los fallos antes de entregar el despacho. De acuerdo con el contenido, los mandatarios que manejan regalías también afrontan expedientes por sus supuestos nexos con los grupos de autodefensa”.

El Fiscal General de la Nación Guillermo Mendoza Diago. El Tiempo, Agosto 20 de 2010.

Según informes de prensa, “El jefe del ente investigador afirmó que el saqueo a estos recursos supera el billón de pesos y si no hay soluciones vamos camino al desastre”.

Para el Fiscal, Colombia “va rumbo a ser una segunda Nigeria” por el alto grado de corrupción que hay en el materia de regalías. “En ese país los gobiernos corruptos se robaron todas las utilidades de petróleo. Acá sucede lo mismo con los departamentos en materia de regalías”, afirmó.

Para Mendoza Diago, las regalías (dinero que entrega el Estado a los entes territoriales por la explotación de los recursos naturales no renovables), son “el tesoro de los piratas” y ese robo ha paralizado la inversión en esos departamentos.

Según un informe de la Procuraduría, Contraloría y Fiscalía, las acciones de las tres entidades contra el manejo irregular de las regalías en Meta y Casanare se han recuperado 68.454 millones de pesos.

En el Meta, la Procuraduría abrió investigación disciplinaria contra dos ex gobernadores y otros funcionarios por los manejos dados a recursos provenientes de las regalías que fueron invertidos en Fiduagraria S.A. La Fiscalía, en el mismo departamento, ha vinculado a varios ex tesoreros, secretarios de Hacienda y jefes de presupuesto por los delitos de Peculado por apropiación y celebración indebida de contratos. También ha llamado a indagatoria a quienes han actuado como intermediarios en las negociaciones irregulares detectadas.

En Villavicencio, se investiga a dos tesoreros generales, dos secretarios de Hacienda y a directivos de la empresa Fiduagraria S.A. por el manejo irregular de 31.500 millones de pesos en regalías, señaló el fiscal Mendoza Diago.

El Fiscal Mendoza Diago señaló, además, que “en estos departamentos se observa el carrusel de la contratación, otro de los flagelos de la corrupción que golpea a la Nación y que están haciendo daño a la economía y el desarrollo de las regiones”.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. (RCN RADIO, AGOSTO 19 DE 2010).

El Contralor General de la República encargado, Roberto Pablo Hoyos, señaló que - ya se iniciaron procesos de responsabilidad fiscal por 123 mil 508 millones de pesos y medidas cautelares por 65 mil 100 millones de pesos. Esto se debe por inversiones irregulares de las regalías en los departamentos de Meta, Casanare, Arauca, Cauca y Nariño, y por un manejo inadecuado a través del mercado de valores.

“Algunas entidades territoriales han realizado operaciones en intermediación financiera con recursos públicos, defraudando con estas operaciones la confianza del inversionista público, manipulando el mercado y utilizando información privilegiada, lo que puede llevar incluso a afectar las inversiones particulares”, expresó el Contralor.

Recordó el funcionario que en la lucha contra la corrupción en el país se han decretado medidas cautelares por 301 mil 587 millones de pesos en procesos fiscales por patrimonios autónomos y ya se hicieron efectivas medidas por 65 mil 206 millones de pesos.

En suma, éstos testimonios no dejan duda sobre la urgencia de una profunda reforma al sistema de regalías, que altere su distribución regional; su asignación a favor de un gasto regional, y no exclusivamente municipal y departamental, orientado a grandes proyectos de desarrollo económico, social y de infraestructura.

1.2.7 La propuesta de reforma constitucional

Ante el importante crecimiento de los recursos derivados de la producción de hidrocarburos y por ende del ingreso fiscal derivado de la renta petrolera (impuestos, dividendos y regalías) el Gobierno Nacional propone al Congreso de la República el rediseño del marco constitucional que hoy rige la distribución de las regalías en Colombia en especial de los artículos 360 y 361 de la Constitución Política, reemplazando el esquema actual de las regalías por el Sistema General de Regalías.

La reforma constitucional propuesta se fundamenta en cuatro principios: 1) el ahorro para el futuro; 2) la equidad regional, social e intergeneracional; 3) la competitividad regional y 4) el buen gobierno.

Para conseguir estos objetivos se crea el Sistema General de Regalías conformado por la totalidad de las regalías percibidas por el Estado, producto de la explotación de recursos naturales no renovables el cual se distribuirá de la siguiente manera:

- Participación del Fondo de Ahorro y Estabilización,

compatible con las reglas de ahorro del Gobierno Nacional consignados en la regla fiscal y las normas de disciplina fiscal.

- Participación del Fondo de Competitividad Regional.
- Participación regional de los departamentos, municipios y distritos en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos.
- Ahorro pensional territorial.
- Recursos para ciencia, tecnología e innovación.

De manera concreta, en cuanto a la propuesta normativa, el artículo 360 que se presenta consagra el derecho que tiene el Estado a participar de la explotación de los recursos naturales no renovables a través de las regalías y las compensaciones.

De igual manera, refiere a una ley que deberá ser de iniciativa gubernamental la administración, ejecución, control, uso eficiente, destinación, funcionamiento del Sistema General de Regalías y las condiciones en las que los beneficiarios participarán de sus recursos. En tal sentido, será el Legislador quien determine, dentro del marco definido por el nuevo orden constitucional, las condiciones específicas en las que los beneficiarios de regalías y compensaciones tendrán derecho a participar de las mismas.

La propuesta que se presenta para la modificación del artículo 361 conlleva, como aspecto más relevante, la eliminación del Fondo Nacional de Regalías (FNR) y la constitución del Sistema General de Regalías (SGR).

Como se mencionó, el Sistema General de Regalías se compone, de un parte, de dos fondos, el de Ahorro y Estabilización y el de Competitividad Regional, y de la otra, por los actuales beneficiarios de los recursos de regalías y compensaciones, y por recursos para inversión en ciencia, tecnología e innovación en las regiones. Todo esto será asignado una vez se hacen los descuentos de Ley correspondientes a los aportes a pensiones territoriales.

El Fondo de Ahorro y Estabilización, que obedece a la lógica que se ha planteado en la presente exposición de motivos, se financiará con parte de los recursos de regalías y compensaciones y tendrá como objetivo general absorber las fluctuaciones en el valor de las mismas, con el propósito de reducir la volatilidad en los ingresos de los beneficiarios.

Por otra parte, el Fondo de Competitividad Regional se compone del Fondo de Compensación Regional y del Fondo de Desarrollo Regional. Con el primero, se pretende cumplir con el principio de equidad social, de forma que la distribución de los recursos favorezca a las regiones más pobres del país, asignándole una alta prioridad a las zonas costaneras y las situadas a lo largo de nuestras fronteras, para que alcancen un nivel de desarrollo equiparable al del promedio nacional.

Con el Fondo de Desarrollo Regional, se pretende dar cumplimiento al principio de equidad regional. Dicho fondo debe derivar en un diseño de distribución del ingreso que favorezca el desarrollo de todos los Departamentos y municipios. Este concepto de equidad regional fortalece la integración de diversas entidades territoriales en proyectos comunes, y otorga una mayor flexibilidad a dichas entidades para la inversión de los recursos y priorización de proyectos y necesidades.

Los actuales receptores de los recursos de regalías tendrán una asignación específica de los recursos del SGR, adicional a aquella a la que tienen derecho por participar en el Fondo de Competitividad Regional. Dicha asignación tendrá un desmonte gradual pero no total, el cual será definido por la Ley.

Se hace expresa la destinación para proyectos de ciencia, tecnología e innovación del 10% del Sistema General de Regalías, descontado el valor destinado al Fondo de Ahorro y Estabilización y los recursos destinados al ahorro pensional de las entidades territoriales. Su ejecución se hará de conformidad con la ley.

La norma constitucional propuesta define los usos en los cuales se pueden invertir estos recursos, que, como se dijo, serán, en primer lugar, para proyectos de desarrollo, económico, social y de infraestructura regional e inversión en ciencia, tecnología e innovación; así mismo, se mantiene el ahorro que hacen las entidades territoriales a efectos de financiar el pasivo pensional que tienen a su cargo.

En cuanto a los criterios que deberá tener en cuenta la ley que desarrolle este Acto Legislativo, que recordemos, será

de iniciativa del Ejecutivo, se tiene que la distribución de los recursos de regalías y compensaciones deberá tener en cuenta los indicadores de pobreza, eficiencia, población y equidad regional.

Es importante destacar que, como norma de transición, se propone diferir la derogatoria de las normas legales del régimen actual de las regalías y compensaciones, hasta tanto no se promulgue la ley que defina la distribución de dichos ingresos, su administración, ejecución, control, uso eficiente, destinación y las condiciones en las que los beneficiarios participarán de sus recursos, en desarrollo de la reforma constitucional que se someta a consideración del H. Congreso de la República. Esto con el fin de evitar el vacío jurídico que se derivaría de una derogatoria inmediata del régimen actual, sin contar previamente con el necesario desarrollo legal de los nuevos lineamientos constitucionales.

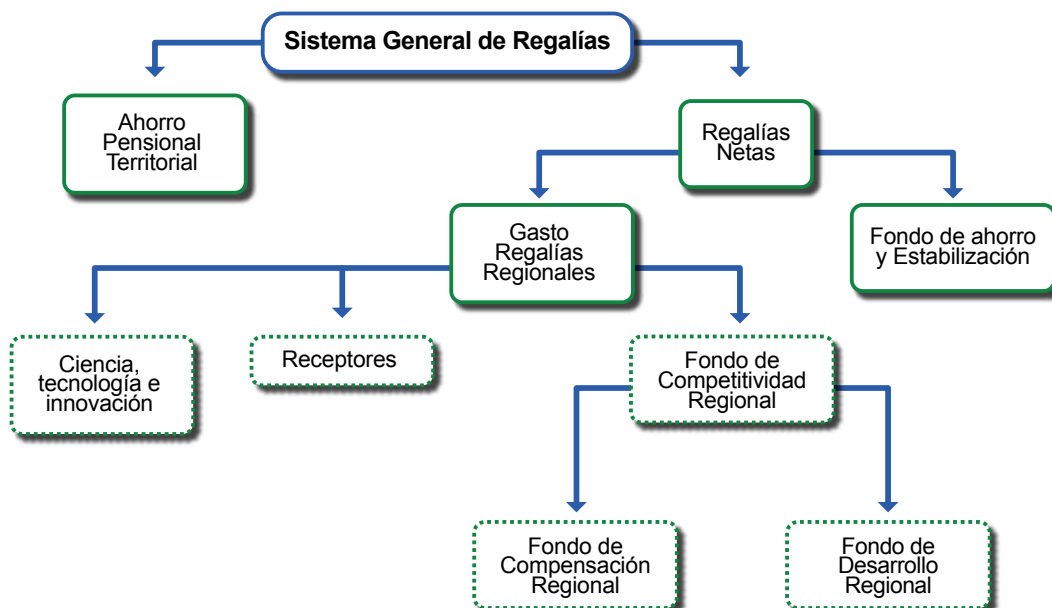
El Gobierno Nacional considera que con la aplicación de las disposiciones que se ponen en consideración del H. Congreso de la República, se logra un avance importante en la regulación de las regalías y compensaciones, obteniendo beneficios que redundarán en una inversión más equitativa y que por ende beneficie a un mayor número de población.

De los Honorables Congresistas, Atentamente,

CARLOS RODADO NORIEGA,
Ministro de Minas y Energía

JUAN CARLOS ECHEVERRY GARZÓN,
Ministro de Hacienda y Crédito Público

ANEXO 1 - ESQUEMA DEL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS



ANEXO 2 - VACUNAS CONTRA LA ENFERMEDAD HOLANDESA (CARTA PETROLERA, JULIO-SEPTIEMBRE DE 2010)

Por: Bibiana Cuintaco González

Los pronósticos de crecimiento de las divisas por las exportaciones del sector de minas y energía encierran una amenaza. Conozca las fórmulas que han aplicado Noruega, Chile, Canadá, Australia y Botswana contra este mal. Análisis.

En las últimas semanas se ha hablado profusamente sobre el riesgo de la llamada “enfermedad holandesa” y sus consecuencias en la economía colombiana. Esta situación no es nueva para el país. Sin embargo, es importante examinar casos exitosos de otros países al afrontar los riesgos negativos de una bonanza en recursos no renovables e invitar a las autoridades gubernamentales a que contrasten esas experiencias con lo que hasta el momento ha hecho el país para enfrentar el mismo mal en el pasado.

A la hora de conjurar de una manera efectiva la amenaza de la enfermedad holandesa, países ejemplo para el mundo han realizado ajustes de política económica sobre los siguientes ejes:

1. Creación de instrumentos para neutralizar el efecto de la entrada masiva de divisas.
 2. Régimen de estabilidad fiscal.
 3. Liberalización de las barreras del comercio.
 4. Regímenes de inversión e incentivo de capital local.
 5. Reglas claras para controlar la corrupción.
1. Noruega y Chile crearon fondos de estabilización que se alimentaron de los ingresos del Gobierno derivados de los sectores en boom. En el caso noruego el fondo denominado en dólares se alimentó de impuestos y regalías originados en el sector petrolero. Este instrumento minimiza el impacto en la competitividad de los sectores no petroleros porque los ingresos no entran al país, evitando la apreciación del peso. Además, los recursos soberanos provenientes de petróleo no son consumidos sino que se invierten y sus rendimientos pueden seguir dando frutos incluso hasta cuando la producción de los yacimientos este en decaimiento.
 2. Los gobiernos de Australia y Chile ajustaron sus regímenes fiscales para apoyar el desarrollo del sector minero y su estabilidad. En el caso australiano, se gravaron las ganancias de las empresas de manera progresiva: a mayor ganancia, mayores impuestos. Además, el Estado distribuyó las rentas tributarias en los sectores no mineros para evitar dos velocidades de desarrollo dentro de la economía. En el caso de Noruega, la responsabilidad fiscal, los bajos niveles de endeudamiento del gobierno y la rigurosidad en la gestión presupuestal

fueron componentes vitales para conseguir posiciones fiscales sostenibles y ahorrar para épocas de crisis. El estado jugó un rol coherente con sus políticas contracíclicas y de estabilización.

3. La apertura comercial de Chile, con su bajo nivel de arancel y su gran número de tratados de libre comercio, le ha permitido crear una base productiva diversificada competitiva en los mercados internacionales. Las ventajas competitivas que el país austral ha desarrollado en los sectores productivos no se han basado en la tasa de cambio, sino en cambios estructurales que involucran conocimiento, tecnología y formas más eficientes de producción. Esta situación ha mitigado uno de los efectos de la enfermedad holandesa: La pérdida de competitividad de los sectores no mineros. Además de la industria minera, existen en Chile otras industrias con un peso importante en la producción y con vocación exportadora; por ejemplo, la industria vinícola.
4. En cuando a los regímenes de inversión y estímulo a la inversión local, en el mejor exponente es Canadá. El país creó reglas atractivas para la inversión extranjera al igual que introdujo un esquema de flujo hacia los accionistas. Este esquema consiste en que los accionistas de las empresas mineras gocen del beneficio tributario al que tienen derecho dichas empresas por actividades de exploración mientras posean la acción. La fórmula atrae inversionistas que, por medio del mercado de capitales, adquieren acciones de empresas del sector minero y esto a su vez genera los recursos para financiar las operaciones de exploración a dichas empresas. Según se analizó en el IV Congreso Minero Petrolero y Energético organizado en mayo de 2010 por Ernest and Young, en 2008 el 19% de inversiones en exploración del mundo fueron para proyectos canadienses. El fortalecimiento del sector generó que la bolsa de valores de Toronto se convirtiera en uno de los centros financieros de capitalización más importantes en el sector minero: En esta bolsa se transan valores del 60% de las compañías mineras en el mundo.
5. Botswana es un caso exitoso respecto al manejo de la corrupción. Este país africano en vía de desarrollo, con un área de 600 mil kilómetros cuadrados, tiene una economía dependiente de la ganadería y la minería. En el desarrollo del sector minero se dieron cuenta de que en su país existía una correlación positiva entre la minería y la corrupción. Este hecho llevó a crear en 1994 la Agencia Anticorrupción y el Acta de Crimen Económico y Corrupción. Se trabajó además en el desarrollo de una cultura de cero tolerancia a la corrupción y Botswana obtuvo el segundo lugar en el índice de percepción de lucha contra la corrupción del año pasado (el primero fue para Canadá). La responsabilidad de los funcionarios públicos en la toma de decisiones, su dis-

ciplina para hacer cumplir las reglas y la cultura de la sociedad para asumirlas fueron componentes esenciales para que la implementación de esos instrumentos funcionara.

En conclusión, es preciso reconocer que de la forma en que las naciones, sus habitantes y sus gobernantes aborden el boom depende el balance de sus efectos. Las herramientas existen para mitigar los posibles coletazos negativos y que la bonanza traiga mayores beneficios que perjuicios. Lo importante es saber reconocer las que son necesarias de acuerdo con la realidad del país.

Los retos venideros en esta materia son grandes: la cuantificación y el análisis del impacto en crecimiento económico, la coordinación entre la política fiscal y monetaria y el balance de la ley de regalías y su impacto en las regiones. No podemos caer en los errores del pasado y esta vez Colombia debe asegurarse de que los ingresos del crecimiento en las

exportaciones del sector minero y energético queden bien invertidos.

¿QUÉ ES LA ENFERMEDAD HOLANDESA?

Los flujos en moneda extranjera a un país con mercados financieros pequeños y poco profundos traen consecuencias a la actividad económica no perteneciente al sector en auge:

1. Flujos extranjeros hacia un sector específico, -en este caso petróleo-.
2. Provocan apreciación en la tasa de cambio real.
3. Reducción de competitividad de otros sectores transables.
4. Aumento del gasto total en no transables.
5. Proceso de reasignación de recursos a favor de las actividades no transables.
6. Posible formación de burbujas en sectores no transables.

.....

1.3 Proyecto de acto legislativo inicial presentado al Congreso de la República

PROYECTO DE ACTO LEGISLATIVO NO. 13 DE 2010

“Por el cual se constituye el Sistema General de Regalías, se modifican los artículos 360 y 361 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones”

ARTÍCULO 1. EL ARTÍCULO 360 DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA QUEDARÁ ASÍ:

“**ARTÍCULO 360.** La explotación de un recurso natural no renovable causará, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte.

La Ley, por iniciativa del Gobierno, determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables, así como la distribución de los ingresos provenientes de las regalías y las compensaciones, su administración, ejecución, control, uso eficiente, destinación, funcionamiento del Sistema General de Regalías y las condiciones en las que los beneficiarios participarán de sus recursos.”

ARTÍCULO 2. EL ARTÍCULO 361 DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA QUEDARÁ ASÍ:

“**ARTÍCULO 361.** Los ingresos provenientes de las regalías y las compensaciones constituyen el Sistema General de Regalías. Serán sujetos beneficiarios del Sistema General de Regalías, el Fondo de Ahorro y Estabilización y el Fondo de Competitividad Regional. Los departamentos, municipios y distritos en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos tendrán derecho de participación en las regalías y compensaciones.

Los recursos del Sistema General de Regalías se destinarán a financiar proyectos regionales de desarrollo económico, social y de infraestructura, inversiones en ciencia, tecnología e innovación, ahorro pensional territorial y para la generación de ahorro público.

El Fondo de Ahorro y Estabilización será administrado por el Banco de la República y estará constituido por una parte del valor total de los recursos provenientes de las regalías y compensaciones y tendrá como objetivo general absorber las fluctuaciones en el valor de las mismas, con el propósito de reducir la volatilidad en los ingresos de los beneficiarios.

El Fondo de Competitividad Regional, que será administrado por el Gobierno Nacional en los términos que defina la ley a que se refiere el artículo 360, estará conformado a su vez por el Fondo de Compensación Regional y el Fondo de Desarrollo Regional, los cuales se constituyen en un mecanismo de equidad entre las entidades territoriales del país y su finalidad es la financiación de proyectos regionales de desarrollo. La distribución de sus recursos se realizará con base en los criterios de pobreza, eficiencia, población y equidad regional.

El Fondo de Compensación Regional tendrá una duración de veinte años, a partir de la vigencia de la ley a que se refiere el artículo anterior. Se compone con un porcentaje del valor de los recursos del Fondo de Competitividad Regional y se destinará a las regiones más pobres del país, asignándole una alta prioridad a las zonas costaneras y fronterizas. A su vez, el Fondo de Desarrollo Regional, al cual tendrán acceso todas las regiones del país, tendrá duración indefinida y se financiará con el porcentaje restante de los recursos del Fondo de Competitividad Regional. La misma Ley definirá la gradualidad en la asignación de los porcentajes entre los dos Fondos, de tal manera que al final del vigésimo año la totalidad de los recursos se concentren en el Fondo de Desarrollo Regional.

El diez por ciento de los recursos del Sistema General de Regalías, descontados los valores destinados al Fondo de Ahorro y Estabilización y de ahorro pensional territorial, se destinará a proyectos de ciencia, tecnología e innovación y se ejecutará de conformidad con la ley a que se refiere el artículo anterior.

Los recursos de los departamentos, municipios y distritos, en su condición de productores; así como los que correspondan a los puertos marítimos y fluviales, se destinarán conforme a los criterios que para el efecto establezca la ley a que se refiere el artículo anterior.”

PARÁGRAFO: Los recursos del Sistema General de Regalías no harán parte del Presupuesto General de la Nación, ni del Sistema General de Participaciones, y el gasto que se realice con los recursos del Sistema, se programará y ejecutará en la forma que señale la ley a que se refiere el artículo 360 de la Constitución Política.

PARÁGRAFO TRANSITORIO: Suprímase el Fondo Nacional de Regalías. El Gobierno Nacional designará al Liquidador y el procedimiento y plazo de la liquidación.

ARTÍCULO 3. Vigencia y derogatorias. El presente Acto legislativo rige a partir de la fecha de su promulgación y, a partir de la promulgación de la Ley a que se refiere el artículo 1°, deroga las normas que le sean contrarias.
De los Honorables Congresistas, Atentamente,

JUAN CARLOS ECHEVERRY GARZÓN
Ministro de Hacienda y Crédito Público

CARLOS RODADO NORIEGA
Ministro de Minas y Energía

.....

1.4 El trámite de la reforma y las propuestas del Ministerio de Minas y Energía

Fueron ocho debates en dos vueltas que se llevaron a cabo tanto en Senado como en Cámara de Representantes, pasando desde sus respectivas Comisiones Constitucionales hasta las plenarias de cada una de las Cámaras. Durante el trámite, el Gobierno Nacional mantuvo la postura originaria del articulado inicial, la equidad regional en la distribución de los recursos provenientes de regalías y compensaciones.

No obstante, de común acuerdo entre el ejecutivo y el legislativo, se introdujeron modificaciones importantes al texto inicial. Un punto fundamental fue la defensa que se dio por entregar una mayor asignación de recursos al Fondo de Compensación Regional, cuyo criterio fundamental de distribución se logró en primera vuelta que fuese el indicador

de Necesidades Básicas Insatisfechas, NBI, con el objeto de compensar con proyectos y recursos a las zonas más rezagadas del país en términos de desarrollo económico y social, prioritariamente las zonas costeras, fronterizas y de periferia, además de ampliar el plazo de duración de dicho fondo de 20 a 30 años, con el objeto de garantizar una política de redistribución de ingresos que sea perdurable en el tiempo. Adicionalmente, se incorporó una tasa de crecimiento anual de los recursos asignados a los fondos de Desarrollo y de Compensación Regional, equivalente a la mitad de la tasa de crecimiento total de las regalías.

La ejecución de los recursos correspondientes a las asignaciones directas de que trata el inciso segundo del presente artículo, así como de los recursos de los fondos de Ciencia, Tecnología e Innovación; de Desarrollo Regional, y de Compensación Regional, se hará en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y los planes de desarrollo de las entidades territoriales.

Los proyectos prioritarios que se financiarán con estos recursos, serán definidos por órganos colegiados de administración y decisión, de conformidad con lo establecido en la ley que regule el Sistema General de Regalías. Para el caso de los departamentos a los que se refiere el inciso segundo del presente artículo, los órganos colegiados de administración y decisión estarán integrados por dos (2) Ministros o sus delegados, el gobernador respectivo o su delegado, y un número representativo de alcaldes. La ley que regule el Sistema General de Regalías podrá crear comités de carácter consultivo para los órganos colegiados de administración y decisión, con participación de la sociedad civil. En cuanto a los municipios y/o distritos a los que se refiere el inciso segundo del presente artículo, los órganos colegiados de administración y decisión estarán conformados por un delegado del Gobierno Nacional, el gobernador o su delegado y el alcalde.

Los programas y/o proyectos en ciencia tecnología e innovación de los departamentos, municipios y distritos que se financiarán con los recursos del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, se definirán por un órgano colegiado de administración y decisión, en el cual tendrán asiento el Gobierno Nacional, representado por tres (3) Ministros o sus delegados; un (1) representante del Organismo Nacional de Planeación; un (1) representante del Organismo Nacional encargado del manejo de la política pública de ciencia y tecnología e innovación, quien además ejercerá la Secretaría Técnica; un (1) gobernador por cada una de las instancias de planeación regional a que se refiere el inciso siguiente del presente artículo; cuatro (4) representantes de las universidades públicas y dos (2) representantes de universidades privadas. Asimismo, los recursos de este Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, se distribuirán en la misma proporción en que se distribuyan a los departamentos, los recursos de los Fondos de Compensación Regional y de Desarrollo Regional. En ningún caso los recursos de este fondo podrán financiar gasto corriente.

Los proyectos de impacto regional de los departamentos, municipios y distritos que se financiarán con los recursos de los fondos de Desarrollo y Compensación Regional se definirán a través de ejercicios de planeación regional por órganos colegiados de administración y decisión donde tengan asiento cuatro (4) ministros o sus delegados y un (1) representante del Organismo Nacional de Planeación, los gobernadores respectivos o sus delegados y un número representativo de alcaldes.

La ley que regule el Sistema General de Regalías, podrá crear comités de carácter consultivo para los órganos colegiados de administración y decisión con participación de la sociedad civil.

En todo caso, la representación de las entidades territoriales en los órganos colegiados será mayoritaria, en relación con la del Gobierno Nacional.

PARÁGRAFO 3°. Créase el Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación de las Regalías, cuyo objeto será velar por el uso eficiente y eficaz de los recursos del Sistema General de Regalías, fortaleciendo la transparencia, la participación ciudadana y el Buen Gobierno.

La ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior, definirá su funcionamiento y el procedimiento para la imposición de medidas preventivas, correctivas y sancionatorias por el inadecuado uso de los recursos del Sistema General de Regalías. Dentro de estas medidas podrán aplicarse a los departamentos, municipios y/o distritos y demás ejecutores la suspensión de giros, cancelación de proyectos y/o el reintegro de recursos.

1.5 Recursos para la fiscalización y el conocimiento geológico

Desde los primeros debates de la reforma constitucional, el Ministerio de Minas y Energía argumentó la necesidad de garantizar recursos provenientes del mismo Sistema General de Regalías para el desarrollo del sector, con el objeto de contribuir a mejorar, entre otras, las actividades de fiscalización de la exploración y explotación de los recursos naturales, cuya deficiencia actual se refleja en los niveles de accidentalidad y fatalidad, en un porcentaje importante de operaciones mineras que no cumplen los mínimos estándares de seguridad industrial, que hoy adolecen de control institucional alguno.

La fiscalización es un método de monitoreo disuasivo que ayuda a evitar incumplimientos de las normas, pero las inspecciones a las minas no son más que un control aleatorio, que no puede sustituir la responsabilidad del titular minero que es permanente. La principal dificultad para realizar una fiscalización eficaz ha sido la falta de recursos, lo que lleva a inspecciones deficientes tanto en número como en calidad.

Durante los últimos años, la situación de la seguridad minera se ha venido deteriorando de manera drástica y la explotación de carbón en el interior del país es la que ha cargado la mayor parte de esta oscura realidad. Entre 2005 y 2010 el noventa y cinco por ciento (95%) de los accidentes mineros, se presentaron en la minería del carbón. Ingeominas atendió en promedio 1,8 accidentes mineros cada 10 días, es decir, un (1) accidente cada 6 días. Cada accidente minero atendido, dejó como consecuencia 0,81 mineros heridos, y 1,33 mineros fallecidos, es decir, por cada accidente minero hay al menos un minero fallecido. El noventa por ciento (90%) de los accidentes mineros y el noventa y cuatro por ciento (94%) de los fallecimientos se presenta en los departamentos en Cundinamarca, Boyacá, Norte de Santander y Antioquia.

Frente a esta situación hemos tomado medidas encamina-

das a disminuir el índice de fatalidad minera, aumentar los estándares de operación de la minería bajo tierra, mejorar los niveles de competitividad de las explotaciones mineras y garantizar que la minería opere bajo condiciones óptimas de seguridad, para lo cual se requiere un adecuado sistema de fiscalización, capaz de vigilar el desarrollo de las actividades productivas, el incremento mismo de la actividad extractiva, al tiempo que se garantiza la adecuada determinación, liquidación y pago de las regalías y compensaciones establecidas contractualmente a favor del Estado.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía sustentó la necesidad de garantizar recursos del sistema, para seguir avanzando hacia el conocimiento geológico del subsuelo colombiano, como un insumo básico para la determinación y el desarrollo de áreas mineras, cuyos proyectos de explotación signifiquen el incremento mismo de la bolsa de recursos en el futuro próximo. Es inaplazable mejorar y ampliar el conocimiento geológico del país ya que apenas un 50% ha sido estudiado con geología superficial y el atraso es aún mayor en investigación apoyada por geoquímica y geofísica.

Fue gracias a estos argumentos del Ministerio de Minas y Energía, que en el primer debate de la segunda vuelta del Acto Legislativo de reforma, se conquistó para el sector y fundamentalmente para el país, con el apoyo decidido del Congreso de la República, la posibilidad de destinar hasta un 2% del total de los ingresos del Sistema General de Regalías para la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, y el conocimiento y cartografía geológica del subsuelo. Posteriormente, este porcentaje fue determinado de manera fija en el 2% del total de los recursos del Sistema General de Regalías y ordenado su manejo y reglamentación al Ministerio de Minas y Energía.

Al cabo de las dos vueltas legislativas necesarias, el país conquistó una modificación constitucional que no pretende ser perfecta en todos sus ámbitos, pero que abre el camino de una mejor distribución de los ingresos entre toda la población colombiana, con prioridad en ese gran porcentaje de la población pobre de la Colombia olvidada, que merece un mejor porvenir y que, con la colaboración armónica del Congreso de la República, espera la acción decidida del Estado para reducir las brechas sociales y generar mayores niveles de equidad social y desarrollo humano.

.....

1.6 Texto final de Reforma Constitucional aprobado por el Congreso de la República

**TEXTO CONCILIADO DEL ACTO LEGISLATIVO NO. 13 DE 2010 SENADO-123 DE 2010 CÁMARA
“POR EL CUAL SE CONSTITUYE EL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS, SE MODIFICAN
LOS ARTÍCULOS 360 Y 361 DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA Y SE DICTAN OTRAS
DISPOSICIONES SOBRE EL RÉGIMEN DE REGALÍAS Y COMPENSACIONES”.**

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

ARTÍCULO 1º. EL ARTÍCULO 360 DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA QUEDARÁ ASÍ:

ARTÍCULO 360. La explotación de un recurso natural no renovable causará, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables.

Mediante otra ley, a iniciativa del Gobierno, la ley determinará la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. Este conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones constituye el Sistema General de Regalías.

ARTÍCULO 2º. EL ARTÍCULO 361 DE LA CONSTITUCIÓN POLÍTICA QUEDARÁ ASÍ:

ARTÍCULO 361. Los ingresos del Sistema General de Regalías se destinarán al financiamiento de proyectos para el desarrollo social, económico y ambiental de las entidades territoriales; al ahorro para su pasivo pensional; para inversiones físicas en educación, para inversiones en ciencia, tecnología e innovación; para la generación de ahorro público; para la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos y conocimiento y cartografía geológica del subsuelo; y para aumentar la com-

petitividad general de la economía buscando mejorar las condiciones sociales de la población.

Los departamentos, municipios y distritos en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los municipios y distritos con puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones, así como a ejecutar directamente estos recursos.

Para efectos de cumplir con los objetivos y fines del Sistema General de Regalías, créanse los Fondos de Ciencia, Tecnología e Innovación; de Desarrollo Regional; de Compensación Regional; y de Ahorro y Estabilización.

Los ingresos del Sistema General de Regalías se distribuirán así: un porcentaje equivalente al 10% para el Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación; un 10% para ahorro pensional territorial, y hasta un 30% para el Fondo de Ahorro y Estabilización. Los recursos restantes se distribuirán en un porcentaje equivalente al 20% para las asignaciones directas de que trata el inciso segundo del presente artículo, y un 80% para los fondos de Compensación Regional, y de Desarrollo Regional. Del total de los recursos destinados a estos dos últimos Fondos, se destinará un porcentaje equivalente al 60% para el Fondo de Compensación Regional y un 40% para el Fondo de Desarrollo Regional.

De los ingresos del Sistema General de Regalías, se destinará un porcentaje del 2% para fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, y el conocimiento y cartografía geológica del subsuelo. Este porcentaje se descontará en forma proporcional del total de los ingresos del Sistema General de Regalías distribuidos en el inciso anterior. Las funciones aquí establecidas serán realizadas por el Ministerio de Minas y Energía o por la entidad a quien éste delegue.

La suma de los recursos correspondientes a las asignaciones directas de que trata el inciso segundo del presente artículo, y de los recursos del Fondo de Desarrollo Regional y del Fondo de Compensación Regional, crecerán anualmente a una tasa equivalente a la mitad de la tasa de crecimiento total de los ingresos del Sistema General de Regalías. La ley que regulará el sistema definirá un mecanismo para mitigar la disminución de los mencionados recursos, que se presente como consecuencia de una reducción drástica en los ingresos del Sistema General de Regalías.

La diferencia entre el total de los ingresos del Sistema General de Regalías y los recursos destinados al ahorro pensional territorial, al Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, al Fondo de Desarrollo Regional, al Fondo de Compensación Regional, así como a los que se refiere el inciso segundo del presente artículo se destinará al Fondo de Ahorro y Estabilización.

Los Fondos de Ciencia, Tecnología e Innovación y de Desarrollo Regional tendrán como finalidad la financiación de proyectos regionales acordados entre las entidades territoriales y el Gobierno Nacional.

Los recursos del Fondo de Compensación Regional se destinarán a la financiación de proyectos de impacto regional o local de desarrollo en las entidades territoriales más pobres del país, de acuerdo con criterios de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), población y desempleo, y con prioridad en las zonas costeras, fronterizas y de periferia. La duración del Fondo de Compensación Regional será de treinta (30) años, contados a partir de la entrada en vigencia de la ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior. Transcurrido este período, estos recursos se destinarán al Fondo de Desarrollo Regional.

Los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización, así como sus rendimientos, serán administrados por el Banco de la República en los términos que establezca el Gobierno Nacional. En los períodos de desahorro, la distribución de estos recursos entre los demás componentes del Sistema se regirá por los criterios que defina la ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior.

En caso de que los recursos destinados anualmente al Fondo de Ahorro y Estabilización excedan del treinta por ciento (30%) de los ingresos anuales del Sistema General de Regalías, tal excedente se distribuirá entre los demás componentes del Sistema, conforme a los términos y condiciones que defina la ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior.

PARÁGRAFO 1°. Los recursos del Sistema General de Regalías no harán parte del Presupuesto General de la Nación, ni del Sistema General de Participaciones. El Sistema General de Regalías tendrá su propio sistema presupuestal que se regirá por las normas contenidas en la ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior. En todo caso, el Congreso de la República expedirá bianualmente el presupuesto del Sistema General de Regalías.

PARÁGRAFO 2°. La ejecución de los recursos correspondientes a las asignaciones directas de que trata el inciso segundo del presente artículo, así como de los recursos de los Fondos de Ciencia, Tecnología e Innovación; de Desarrollo Regional, y de

Compensación Regional, se hará en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y los planes de desarrollo de las entidades territoriales.

Los proyectos prioritarios que se financiarán con estos recursos, serán definidos por órganos colegiados de administración y decisión, de conformidad con lo establecido en la ley que regule el Sistema General de Regalías. Para el caso de los departamentos a los que se refiere el inciso segundo del presente artículo, los órganos colegiados de administración y decisión estarán integrados por dos (2) ministros o sus delegados, el gobernador respectivo o su delegado, y un número representativo de alcaldes. La ley que regule el Sistema General de Regalías podrá crear comités de carácter consultivo para los órganos colegiados de administración y decisión, con participación de la sociedad civil. En cuanto a los municipios y/o distritos a los que se refiere el inciso segundo del presente artículo, los órganos colegiados de administración y decisión estarán conformados por un delegado del Gobierno Nacional, el gobernador o su delegado y el alcalde.

Los programas y/o proyectos en ciencia tecnología e innovación de los departamentos, municipios y distritos que se financiarán con los recursos del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, se definirán por un órgano colegiado de administración y decisión, en el cual tendrán asiento el Gobierno Nacional, representado por tres (3) Ministros o sus delegados, un (1) representante del Organismo Nacional de Planeación y un (1) representante del Organismo Nacional encargado del manejo de la política pública de ciencia y tecnología e innovación, quien además ejercerá la Secretaría Técnica, un (1) gobernador por cada una de las instancias de planeación regional a que se refiere el inciso siguiente del presente artículo; cuatro (4) representantes de las universidades públicas y dos (2) representantes de universidades privadas. Asimismo, los recursos de este Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, se distribuirán en la misma proporción en que se distribuyan a los departamentos, los recursos de los Fondos de Compensación Regional y de Desarrollo Regional. En ningún caso los recursos de este fondo podrán financiar gasto corriente.

Los proyectos de impacto regional de los departamentos, municipios y distritos que se financiarán con los recursos de los fondos de Desarrollo y Compensación Regional se definirán a través de ejercicios de planeación regional por órganos colegiados de administración y decisión donde tengan asiento cuatro (4) ministros o sus delegados y un (1) representante del Organismo Nacional de Planeación, los gobernadores respectivos o sus delegados y un número representativo de alcaldes.

La ley que regule el Sistema General de Regalías, podrá crear comités de carácter consultivo para los órganos colegiados de administración y decisión con participación de la sociedad civil.

En todo caso, la representación de las entidades territoriales en los órganos colegiados será mayoritaria, en relación con la del Gobierno Nacional.

PARÁGRAFO 3°. Créase el Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación de las Regalías, cuyo objeto será velar por el uso eficiente y eficaz de los recursos del Sistema General de Regalías, fortaleciendo la transparencia, la participación ciudadana y el Buen Gobierno.

La ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior, definirá su funcionamiento y el procedimiento para la imposición de medidas preventivas, correctivas y sancionatorias por el inadecuado uso de los recursos del Sistema General de Regalías. Dentro de estas medidas podrán aplicarse a los Departamentos, Municipios y/o Distritos y demás ejecutores la suspensión de giros, cancelación de proyectos y/o el reintegro de recursos.

La ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior definirá, igualmente, el porcentaje anual de los recursos de Sistema General de Regalías destinado a su funcionamiento y al del Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación de las Regalías. Este porcentaje se descontará en forma proporcional del total de los ingresos del Sistema General de Regalías distribuidos en el inciso cuarto del presente artículo.

PARÁGRAFO 1° . TRANSITORIO. Suprímase el Fondo Nacional de Regalías a partir de la fecha que determine la ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior. El Gobierno Nacional designará al liquidador y definirá el procedimiento y el plazo para la liquidación. Los recursos no comprometidos que posea el Fondo Nacional de Regalías a la entrada en vigencia del presente Acto Legislativo, se destinarán prioritariamente a la reconstrucción de la infraestructura vial del país y a la recuperación ambiental de las zonas afectadas por la emergencia invernal de 2010-2011.

PARÁGRAFO 2° . TRANSITORIO. Respecto de los recursos que se destinarán a las asignaciones directas de que trata el inciso 2 del presente artículo y a los Fondos de Compensación Regional, y de Desarrollo Regional, su distribución durante los tres primeros años será así: durante el primer año corresponderá a un porcentaje equivalente al 50% para las asignaciones directas

de que trata el inciso 2 del presente artículo y un 50% para los fondos enunciados en este párrafo; de la misma forma, durante el segundo año se destinará un porcentaje equivalente al 35% y al 65% respectivamente; y durante el tercer año se destinará un porcentaje equivalente al 25% y el 75%, respectivamente.

En el evento en que durante el periodo comprendido entre los años 2012 y 2014, las asignaciones directas de que trata el inciso segundo del presente artículo, sean inferiores al 50% del promedio anual, en pesos constantes de 2010, de las asignaciones directas causadas menos descuentos de ley entre los años 2007 y 2010; y durante el periodo comprendido entre los años 2015 y 2020, sean inferiores al 40% del promedio anual, en pesos constantes de 2010, de las asignaciones directas causadas menos descuentos de ley entre los años 2007 y 2010; el departamento, municipio o distrito, podrá utilizar los recursos de la asignación del departamento respectivo en el Fondo de Desarrollo Regional, hasta alcanzar dicho porcentaje o hasta agotar los recursos del departamento en el mencionado Fondo, lo que ocurra primero.

PARÁGRAFO 3°. TRANSITORIO. En el primer año de operación del Sistema General de Regalías, se destinará un veinticinco por ciento (25%) de sus recursos al Fondo de Ahorro y Estabilización.

Durante el periodo 2012 – 2014, una quinta parte de los recursos anuales del Fondo de Ahorro y Estabilización se destinará a las asignaciones directas de que trata el inciso segundo del presente artículo.

PARÁGRAFO 4°. TRANSITORIO. El Gobierno Nacional contará con un término de tres (3) meses contados a partir de la fecha de promulgación del presente acto legislativo, para radicar ante el Congreso de la República el proyecto de ley a la que se refiere el inciso segundo del artículo anterior, que ajuste el régimen de regalías al nuevo marco constitucional.

Una vez radicado el proyecto de ley a que se refiere el inciso anterior, el Congreso de la República contará con un término que no podrá exceder de nueve (9) meses para su aprobación. Si vencido este término no se ha expedido la ley por parte del Congreso, se faculta por un (1) mes al Presidente de la República para expedir decretos con fuerza de ley para regular la materia.

PARÁGRAFO 5°. TRANSITORIO. El Sistema General de regalías regirá a partir de 1 de enero de 2012. Si para esta fecha no ha entrado en vigencia la ley de que trata el inciso segundo del artículo anterior, el Gobierno Nacional garantizará la operación del Sistema mediante decretos transitorios con fuerza de ley, que expedirá a más tardar el 31 de diciembre de 2011.

PARÁGRAFO 6°. TRANSITORIO. Para asegurar la ejecución de los recursos en la vigencia 2012, el Gobierno Nacional expedirá el presupuesto del Sistema General de Regalías para la citada vigencia fiscal, mediante un decreto con fuerza de ley.

ARTÍCULO 3°. Vigencia y derogatorias. El presente acto legislativo rige a partir de la fecha de su promulgación.”

.....

1.7 Corolario de una reforma en pro de la equidad

La reforma al régimen de regalías constituye, sin lugar a dudas, un hecho de enorme importancia en la que Ejecutivo y Congreso dieron muestras de lo que es posible realizar mediante un trabajo concertado en pos de grandes objetivos nacionales. Son muchos los aspectos positivos de esta reforma constitucional, pero el fundamento político y moral que le dio una fuerza incontenible a las modificaciones introducidas a la Carta, fue el de la equidad en la distribución de las regalías que recibe el Estado por la explotación de los recursos naturales no renovables.

Ahora, todas las regiones de Colombia serán beneficiarias de esos recursos, pero direccionados hacia inversiones de gran impacto económico y social y privilegiando en la distribución a las zonas más pobres del país, en especial su periferia costera y fronteriza. Esta asignación toma en cuenta

la dimensión espacial de la pobreza en Colombia, que no está distribuida aleatoriamente sino de manera marcada en las regiones Caribe y Pacífica, donde vive el 30% de la población colombiana pero donde se localiza más del 50% de los habitantes con necesidades básicas insatisfechas. Es en esa franja periférica de la patria donde se encuentran las más altas tasas de analfabetismo, desnutrición y mortalidad materna e infantil.

Los fondos de Compensación Regional y de Desarrollo Regional canalizarán recursos de manera preferencial hacia las zonas más atrasadas del país, que son precisamente las que exhiben los mayores índices de necesidades básicas insatisfechas. Resulta paradójico que las regiones costeras y fronterizas, que tienen la mayor potencialidad exportadora por sus ventajas comparativas, estén siendo desaprovechadas por la acción pública como palancas impulsoras del desarrollo nacional. De ahí la importancia de los dos fondos mencionados, que financiarán obras de infraestructura y programas de desarrollo humano en estas zonas de la patria.

SECTOR Hidrocarburos



1. PLAN

Estratégico Sectorial

El Plan Estratégico Sectorial estableció cuatro objetivos principales que reúnen las actividades del sector energético. En el mismo sentido, dos de estos afectan directamente el sector de hidrocarburos y se mencionan a continuación.

1.1 Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y energía eléctrica

Para alcanzar este objetivo se han definido una serie de estrategias y metas específicas, las cuales serán completamente medibles, en aras de garantizar el abastecimiento del país, entre ellas encontramos:

1.1.1 Aumentar la exploración y producción de hidrocarburos

Esta estrategia tiene cuatro metas definidas:

- Suscribir nuevos contratos de exploración y explotación petrolera (205 nuevos contratos en el periodo 2011 - 2014).
- Perforar nuevos pozos exploratorios (570 pozos exploratorios en el periodo 2011 - 2014).
- Aumentar la producción promedio diaria de crudo a diciembre 31 de 2014 (alcanzar una producción de crudo de 1.150 KBPD a 31 de diciembre de 2014).
- Aumentar la producción promedio diaria de gas a diciembre 31 de 2014 (alcanzar una producción de gas de 1.350 Millones de Pies Cúbicos Estándar, MSCF, al 31 de diciembre de 2014).

1.1.2 Construir la infraestructura necesaria para asegurar el abastecimiento confiable de hidrocarburos y energía eléctrica

Esta estrategia tiene cuatro metas definidas:

Aumentar la capacidad de transporte por oleoductos (alcanzar una capacidad de transporte de 1.350 KBPD al año 2014 respecto a los 700 KBPD actuales).

Aumentar la capacidad de transporte por gasoductos (alcanzar una capacidad de transporte de 1.375 MPCD al año 2014 respecto a los 1.100 MPCD actuales).

- Aumentar la capacidad de refinación de combustibles en el país (alcanzar una capacidad de refinación de 165 KBPD respecto a los 80 KBPD actuales en la refinería de Cartagena).
- Aumentar la capacidad de almacenamiento estratégico de combustibles líquidos gasolina y ACPM (alcanzar una capacidad de almacenamiento estratégico de combustibles líquidos de 2,4 Mb al año 2014 respecto a los 1,4 Mb actuales).

1.1.3 Fortalecer y desarrollar el marco regulatorio que garantice la formación de precios competitivos y la expansión de la infraestructura

Esta estrategia tiene una meta definida:

- Establecer la Comisión de Regulación de Combustibles al año 2012.

1.2 Impulsar la integración energética regional

Para alcanzar este objetivo se ha definido una estrategia con sus metas específicas:

1.2.1 Fortalecer las importaciones lícitas de combustibles venezolanos en zonas de frontera

Esta estrategia tiene un par de metas establecidas:

- Aumentar las importaciones lícitas de combustibles venezolanos en zonas de frontera (alcanzar un volumen de 5 millones de galones por mes de los 1,2 millones de galones actuales, al año 2014).
- Disminuir el contrabando de combustibles (disminuir el contrabando de 8.800 BPD a 14.800 BPD al año 2014).

2. AVANCES

en las metas generales del Plan Estratégico Sectorial

2.1 Contratos

Durante el 2010 y lo transcurrido del 2011 se han suscrito por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos un total de 73 nuevos contratos; 64 de ellos corresponden a contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P, y 9 de Evaluación Técnica, TEA.

En términos generales, se destaca que durante el 2010 la actividad exploratoria desarrollada conduce a una inversión cercana a los US\$1.500 millones, representada en adquisición e interpretación de sísmica, perforación de pozos exploratorios (A3), perforación de pozos estratigráficos, re-entry de pozos y estudios geológicos en los diferentes bloques contratados.

TABLA 1. CONTRATOS 2004 - 2011

Año	E&P	TEA's	Total
2004	21	7	28
2005	31	28	59
2006	31	12	43
2007	44	10	54
2008	44	16	60
2009	58	6	64
2010	7	1	8
2011	64	9	73
Total firmados	300	89	389
Vigentes	257	18	257

De los anteriores contratos, del proceso competitivo Ronda Colombia 2010, el 8 de noviembre de 2010 se adjudicaron 78 bloques para la exploración y producción y evaluación técnica de hidrocarburos, de los cuales al 31 de mayo de 2011 se suscribieron un total de 68 contratos: 59 de Exploración y Producción de Hidrocarburos y 9 de Evaluación Técnica de Hidrocarburos.

En el periodo objeto del presente informe, se firmaron siete contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos mediante el procedimiento de asignación directa de áreas, que desarrollan actividades de exploración y evaluación (adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D y 3D, perforación de pozos exploratorios y trabajos de evaluación técnica), de acuerdo con los requerimientos de cada área. Estos contratos fueron: Portofino, Andaquíes, Sangretoro, Los Picachos, Macaya, Barbosa y Garagoa.

Adicionalmente, se presentaron para consideración del Consejo Directivo de la ANH otras dos Propuestas de Contratos para Exploración y Producción en ejercicio del derecho de conversión del contrato de Evaluación Técnica Samichay, las cuales fueron aprobadas por dicho órgano y corresponden a los bloques Samichay A y Samichay B.

En el lapso comprendido entre el 21 de julio de 2010 al 31 de mayo de 2011 se firmaron 10 actas de conformidad. El

tiempo promedio transcurrido entre la recepción de las propuestas y la firma del acta de conformidad fue de 156 días.

En ese mismo periodo se recibieron 22 propuestas de contratación directa de las cuales 10 fueron para contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P, seis por conversión de contratos de Evaluación Técnica a Exploración y Producción y seis para contratos de Evaluación Técnica, TEA.

TABLA 2. ESTADO DE LAS PROPUESTAS DE CONTRATACIÓN

Estado de las propuestas	E&P	E&P/TEA	TEA	Total
Contrato firmado	2*	5**	0	7
Por firmar (aprobada CD)	0	2	0	2
Conforme	4***	0	0	4
Admitida	0	0	0	0
Recibida	2	1	0	3
Suspendidas	0	0	1	1
SUBTOTAL	8	8	1	17
No aprobada CD	0	0	0	0
No conforme	0	0	0	0
No admitida	4	0	4	8
Devuelta	0	0	1	1
Desistida	1	0	0	1
Total	13	8	6	27

*Las propuestas correspondientes a los contratos E&P Portofino y Andaquíes fueron recibidas antes del 21 de julio de 2010.

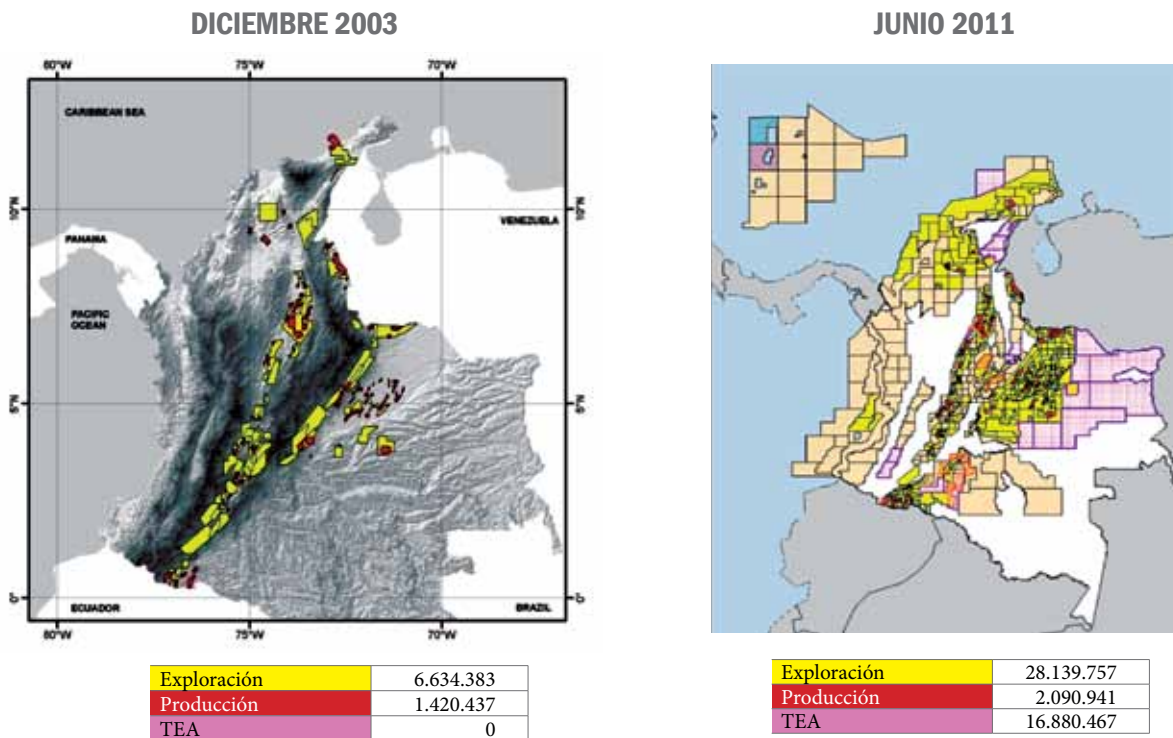
**Las propuestas E&P/TEA Los Picachos y Macaya se recibieron antes del 21 de julio de 2010.

***El acta de conformidad de la propuesta E&P Gasaca fue suscrita antes del 21 de julio de 2010.



De otro lado, bajo esta perspectiva de actividad, los contratos suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, han permitido incrementar las actividades de exploración, producción y evaluación técnica en el área sedimentaria del país, tal como se muestra en la Gráfica 1.

GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN ÁREA SEDIMENTARIA DEL PAÍS EN ACTIVIDAD EXPLORATORIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2 Exploración

El tema exploratorio es objetivo prioritario teniendo en cuenta las metas establecidas, en donde se tienen contemplados importantes proyectos de inversión para la adquisición de sísmica y la realización de estudios geológicos, que ayuden a la identificación del verdadero potencial hidrocarburífero del país.

La ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años respecto de los proyectos que se van a desarrollar, de acuerdo con cada fase del ciclo. En los tres primeros años de este ciclo los proyectos técnicos reúnen información técnica de cada cuenca sedimentaria, la cual se analiza e interpreta a través de los proyectos de integración de información en el cuarto año del ciclo.

Así, en respuesta a las necesidades del país y a las condiciones del mercado, la ANH ha realizado diversas rondas (Ronda Caribe 2007, Minironda 2007 y 2008, Ronda Colombia 2008, Crudos Pesados 2008 y la Ronda Colombia 2010) y se ha adelantado a los ciclos antes descritos, cumpliendo con las expectativas del sector. El resultado de la última ronda, proceso denominado Ronda Colombia 2010, con adjudicación de bloques en cuencas emergentes y fron-

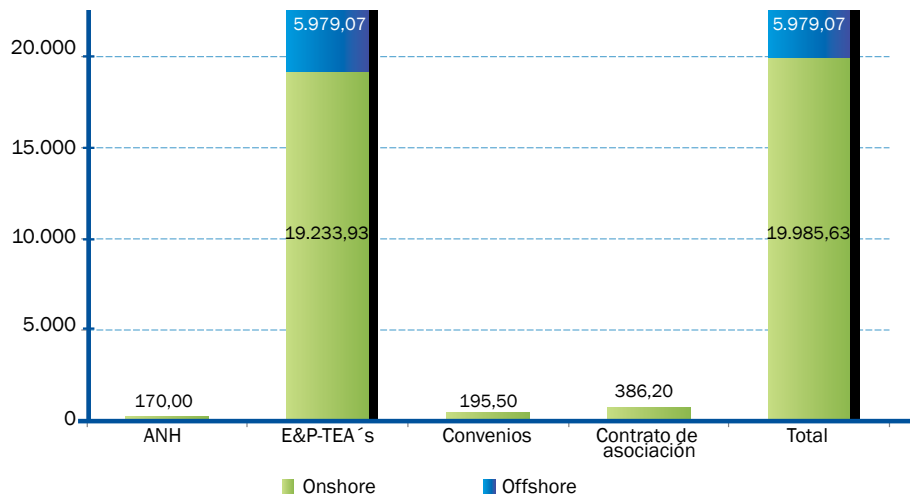
tera (p.e Los Cayos, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería y Sinú-San Jacinto, entre otras), evidencian la importancia de los resultados que se han obtenido gracias al incremento del conocimiento geológico y geofísico, así como a la acertada promoción técnica realizada.

En el caso de Ecopetrol S.A., las inversiones en exploración directa y en participación de riesgo durante el año 2010 ascendieron aproximadamente a los US\$258 millones. En lo concerniente al 2011, durante los primeros cinco meses, la inversión en actividad exploratoria nacional ascendió a los US\$221 millones de dólares y a nivel internacional US\$1 millón, para una ejecución total de US\$222 millones.

2.2.1 Exploración Sísmica

Durante el año 2010 se adquirieron un total de 25.964,7 km de sísmica 2D equivalente, 5.979,7 km offshore y 19.985,63 km onshore. En el mismo sentido, del total adquirido, 25.213 km se llevaron a cabo en cumplimiento de los compromisos adquiridos en los contratos de E&P y TEA's. En lo corrido del 2011, con corte 30 de junio, se han adquirido un total de 12.929 km de sísmica 2D equivalente, de los cuales se tienen 4.130 km offshore y 8.799 onshore.

GRÁFICA 2. ACTIVIDAD SÍSMICA
Año 2010



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Para el caso de Ecopetrol S.A., durante el año 2010 se llevaron a cabo programas de adquisición sísmica, en los ámbitos nacional e internacional. En efecto, durante este periodo se registraron 15.961 kilómetros equivalentes, de los cuales 4.815 fueron adquiridos en Colombia (particularmente en la región costa fuera del Caribe Colombiano, en los Llanos Orientales y en el Valle Medio del Magdalena) y 11.146 a nivel internacional.

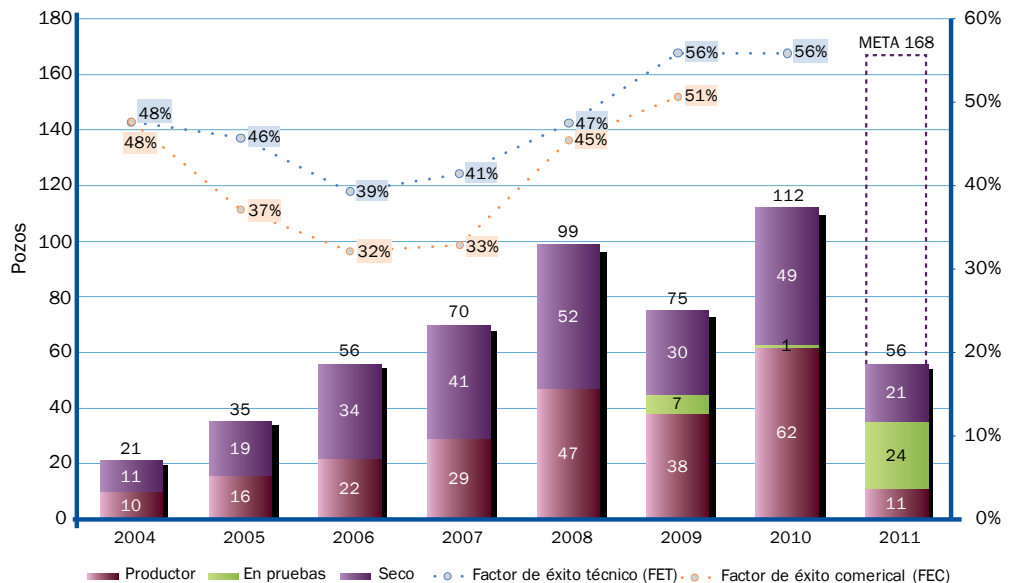
Con relación a la sísmica Nacional, fueron adquiridos 1.965 como Ecopetrol operador y 2.850 como Ecopetrol no operador. En cuanto a la sísmica internacional, se ejecutaron 11.146, de los cuales 10.024 fueron adquiridos en el Golfo de México, 764 en Brasil y 358 en Perú. La adquisición de información sísmica internacional en el año 2010 presentó un incremento del 132% con respecto al año 2009.

A mayo de 2011 se han adquirido 2.269 kilómetros equivalentes de sísmica a nivel nacional. De la sísmica ejecutada, 1.691 kilómetros equivalentes fueron adquiridos directamente por Ecopetrol y 578 adquiridos en participación de riesgo (Ecopetrol no operador). En los contratos de Asociación vigentes en etapa de exploración no se adquirió sísmica durante este periodo. A nivel internacional se ejecutaron 73 kilómetros equivalentes de sísmica correspondiente al programa de los bloques 134 y 158 en Perú.

2.2.2 Pozos Exploratorios (A-3)

Durante el año 2010 se perforaron 112 pozos exploratorios, de los cuales 87 pozos fueron perforados como compromisos en contratos de Exploración y Producción, CE&P, con

GRÁFICA 3. POZOS PERFORADOS POR AÑO



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.



62 pozos productores, un pozo en pruebas y 49 pozos resultaron secos.

En el mismo sentido, en lo corrido del año 2011, con corte 31 de mayo, se han perforado 56 pozos, de los cuales once son productores, 24 están en pruebas y 21 resultaron secos.

Durante el 2010 Ecopetrol perforó 19 pozos exploratorios; 13 corresponden a pozos nacionales y seis a pozos internacionales. De los 13 pozos nacionales, nueve corresponden a operación directa de Ecopetrol y cuatro operados por terceros (participación en riesgo). Adicionalmente, se perforaron 10 pozos estratigráficos, dos de ellos operados directamente por Ecopetrol. En lo que hace relación a los contratos de Asociación, se perforaron 18 pozos exploratorios.

Por otro lado, durante el 2011 se han perforado nueve pozos exploratorios, de los cuales Ecopetrol en su rol de operador perforó cinco pozos y en participación de riesgo perforó un pozo exploratorio y tres pozos estratigráficos. En contratos de Asociación se han perforado cuatro pozos exploratorios.

2.3 Reservas

A diciembre 31 de 2010 las reservas probadas remanentes totales de petróleo del país fueron de 2.058 millones de barriles, superiores 70 millones de barriles con respecto a las reportadas en el año 2009 (1.988 millones de barriles), lo cual está soportado principalmente por reevaluaciones,

nuevos descubrimientos y adición de nuevas reservas certificadas. Es importante mencionar que durante el año 2010 nos consumimos cerca de 300 millones de barriles, aproximadamente.

Para el caso del gas, las reservas remanentes totales del país (probadas, no probadas y consumo en operación) a 31 de diciembre de 2010, fueron de 7.014 GPC¹, mostrando un descenso de 1.048 GPC (sin incluir los 398 GPC producidos durante el año 2010) con respecto a los 8.460 GPC reportados en el año 2009.

No obstante reportarse una caída de reservas en términos de reservas totales, es preciso aclarar que si se consideran solamente las reservas probadas, el balance a 31 de diciembre de 2010 sería de 5.381 GPC, mostrando un incremento de 644 GPC (sin incluir los 398 GPC producidos durante el año 2010) con respecto a los 4.737 GPC reportados en el año 2009.

En el caso de Eopetrol S.A., en términos de nuevos descubrimientos, se incorporaron 104,3 MBPE representados principalmente por los descubrimientos en los bloques Quifa, Uribante (pozo Oripaya-1), Caño Sur (pozos Mago-1, y Draco-1) y CPO-9 (pozo Akacias-1).

En términos de éxito exploratorio, de los 13 pozos nacionales perforados se probaron 11 en forma directa y/o participación de riesgo, de los cuales cuatro tuvieron petróleo en superficie, lo que evidencia una relación éxito-fracaso del 36% (quedando a 31 de diciembre de 2010 dos pendientes de pruebas). Incluyendo la perforación internacional de cinco pozos.

Con relación a la operación asociada, se perforaron 18 pozos, de los cuales siete fueron productores, siete fueron taponados y abandonados, y cuatro están pendientes de pruebas. A mayo de 2011 se han incorporado 59 MBPE y en términos de éxito exploratorio de los cinco pozos A3 nacionales perforados, dos tuvieron petróleo en superficie y uno se encuentra en evaluación.

Mediante el Decreto 324 del 3 de febrero de 2010, del Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, se modificó el inciso 1° del artículo 4° del Decreto 727 de 2007, en el sentido de: 1. definir los términos para tener disponible la información preliminar de los volúmenes de las reservas probadas y, 2. realizar el respectivo registro contable; estableció, además, los términos para la presentación de los ajustes a los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos reportadas.

Una vez se reciban las cifras consolidadas, teniendo en cuenta las fechas en las cuales la industria petrolera debe reportar las cifras definitivas del año anterior, y surtidos

¹ Giga pies cúbicos

los procesos de certificación y aprobación de estados financieros de cada una de las empresas del sector en mención, dentro del plazo señalado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de acuerdo con lo previsto en el párrafo 1° del artículo 4° del Decreto 727 de 2007.

La Resolución 494 de diciembre 22 de 2009 (por medio de la cual se desarrolla lo previsto en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008 en relación con la forma, contenido, plazos y métodos de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país) fue modificada por la Resolución 096 de marzo 11 de 2010, que eliminó la obligatoriedad de incluir en el informe de recursos y reservas los volúmenes producidos más allá de la fecha de finalización del contrato como recursos contingentes.

En concordancia con lo establecido mediante Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, el primero de abril del 2010 las compañías entregaron a la ANH el informe de recursos y reservas con corte al 31 de diciembre de 2010. Dicha información se verificó, revisó y consolidó por campo. En una primera etapa, se revisaron un total de 310 informes de

reservas reportados por campo presentados por 33 compañías.

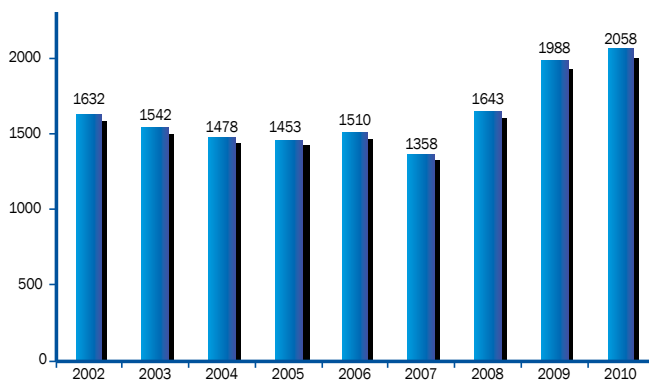
2.4 Producción

Por quinto año consecutivo se continúa con el incremento de la producción de petróleo, al lograr 785.864 barriles promedio día durante el año 2010, 115.219 barriles de petróleo por día más que en el año 2009, producto de los altos precios del barril de petróleo, como también del esfuerzo de toda la industria en incorporar nuevas reservas en todos los campos. Adicionalmente, en el mes de junio de 2011 la producción promedio del país alcanzó el pico más alto de los últimos años con 930.569 barriles por día.

La producción de gas en el país para el año 2010 fue de 1.090 millones de pies cúbicos día, 74 millones de pies cúbicos día superior a la reportada en el año 2009 de 1.016 millones de pies cúbicos día; lo anterior, debido al desarrollo de los nuevos campos y las ampliaciones de las facilidades de entrega.

GRÁFICA 4.

RESERVAS PROBADAS REMANENTES TOTALES DE PETRÓLEO (Millones de Barriles)

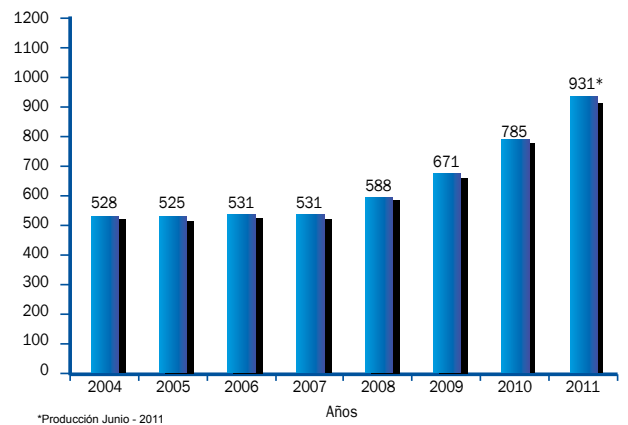


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Los resultados de la producción de Ecopetrol S.A., sin incluir sus filiales, superaron las expectativas al cerrar el año 2010 con 579.000 barriles por día. La producción bruta equivalente de crudo y gas de Eopetrol S.A. en los primeros cinco meses del año 2011 fue de 649.100 barriles equivalentes diarios (552.030 barriles de crudo y 97.050 barriles equivalentes de gas).

De esta producción el 57% (366,9 KBPED) correspondió a producción asociada y el 43% (282,2 KBPED) a producción directa. Durante el 2011 los proyectos de Crudos Pesados han continuado con un crecimiento sostenido, explicado

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (Millones de Barriles) 2004 - 2011



*Producción Junio - 2011

por la continuidad de los planes de desarrollo propuestos tanto en la operación asociada como en la operación directa.

La producción de crudos pesados pasó de 210.400 barriles por día en el 2010 a 258.700 barriles por día a mayo de 2011, lo que representa un crecimiento del 23% y un aumento del 34% frente al mismo periodo del año pasado. En el 2010 la producción de crudos pesados alcanzó una participación del 44% en la producción total de Ecopetrol S.A., frente al 47% de participación que alcanzó en la producción acumulada a mayo del 2011.

Por otra, la producción de crudos convencionales ha tenido un aumento del 12% a mayo del 2011 frente al mismo periodo del 2010, destacándose el comportamiento favorable en la producción de campos maduros con inyección de agua como Casabe, Yarigui y La Cira-Infantas.

2.4.1 Proyectos Especiales

2.4.1.1 Crudos Pesados

Como parte de la estrategia de Ecopetrol S.A., al año 2020 la producción de crudos pesados es uno de los pilares de crecimiento en la producción de la empresa. Los campos del bloque Cubarral, principalmente Castilla y Chichimene, de operación directa; Nare-Teca, en asociación con la compañía Mansarovar (conformada por Sinopec de China y ONGC de la India); y Rubiales y Quifa, operado por Metapetroleum, son el eje de este objetivo estratégico. Rubiales, Quifa, Castilla y Chichimene se localizan en la Cuenca Llanos Orientales, y Nare-Teca en el Valle Medio del Magdalena.

En la operación directa, la producción de crudos pesados de los campos Chichimene y Castilla pasó de 114.300 barriles por día en el 2010 a 130.000 barriles por día al mes de mayo del 2011, presentando un incremento en la producción del 14%. Durante lo corrido del año se han perforado 68 pozos de los 114 programados para el 2011. En el mismo sentido, se encuentra en ejecución la ampliación de facilidades para el tratamiento, almacenamiento de crudo y el manejo del agua, así como la ampliación de los sistemas eléctricos de autogeneración.

En la operación asociada, la producción de los campos de los contratos de Asociación Rubiales-Piriri y Quifa pasó de 128.400 barriles por día en el 2010 a 209.000 barriles por día a junio de 2011. Igualmente, se encuentra en planeación para próxima ejecución el piloto STAR (Synchronized Thermal Additional Recovery) del campo Quifa.

En el Contrato de Asociación Nare, de los 210 pozos planeados para la vigencia 2011 a mayo se han perforado 99 pozos, presentando un crecimiento del 300% respecto a los pozos perforados en el 2010 durante el mismo periodo de tiempo. Adicionalmente, se tiene estimado realizar pilotos de inyección continua de vapor en otros campos de la asociación tales como Jazmín y Nare Sur.

2.4.1.2 Crudo Convencional

Durante el 2011 también ha ido tomando fuerza la producción de crudos convencionales, destacándose la producción en campos maduros mediante recuperación secundaria con inyección de agua. A mayo de 2011, se ha incrementado esta producción en 12% con respecto al mismo periodo de 2010. En la línea de inyección de agua se destacan los resul-

tados de los campos La Cira-Infantas, Casabe y Yarigui, los cuales presentan crecimiento en producción del 12%, 5% y 19% respectivamente, con una producción actual de 50.000 barriles por día.

Para el 2011 se tiene estimado realizar cinco pilotos de inyección de agua en los campos del Magdalena Medio y la perforación de pozos de avanzada que permitan adquirir información para continuar con el crecimiento de estos crudos.

Otro campo que durante el 2011 ha tenido muy buenos resultados es Rancho Hermoso, el cual ha presentado un aumento del 140% de su producción a mayo del 2011, comparado con la producción promedio año 2010, pasando de 4,3 KBPD a 10,5 KBPD. Asimismo, se destaca la reversión del activo de Cupiaga a Ecopetrol S.A., con lo cual se ha presentado un incremento de la participación de Ecopetrol del 12%, pasando de 22.400 barriles por día en el 2010 a 25.200 barriles por día a mayo de 2011.

En lo que respecta a la operación asociada, hay activos con participaciones importantes, como Caño Limón con un crecimiento del 10% y Cusiana-Pauto, del área del Piedemonte, con un crecimiento total del 17% a mayo del 2011, comparado con el mismo periodo de 2010.

Por otra parte, se están evaluando planes de desarrollo para otros campos asociados en el área sur (Orito y Neiva), en la zona norte (Casanare, Corocora) y en el Valle del Magdalena Medio (La Salina, Payoa y Palagua) que permitan el incremento de la producción de estos crudos en todo el país.



2.4.1.3 Gas

En cuanto a la producción de gas, a mayo del 2011 se ha mantenido estable respecto a la producción de gas del 2010. Sin embargo, se planea para el 2011 la entrada de proyectos importantes como Gibraltar y la planta de Gas de Cupiagua que permitirán el crecimiento de gas durante el 2011. La primera, aportando una producción equivalente de 6,9 KBPD y la segunda de 24,5 KBPD promedio mes. Por otra parte, a mayo del 2011 se logró el 100% de la ejecución de la Planta de LTOII de Cusiana.

2.4.2 Contratos Exploración y Producción, E&P

En el marco de los contratos de Exploración y Producción, E&P, a mayo de 2011 se encontraban en producción 110 campos pertenecientes a 61 contratos E&P, es decir, 46 campos más que los existentes a 31 de diciembre de 2009, situación que contribuyó con el incremento de la participación de los contratos E&P en el balance de producción nacional de hidrocarburos.

El modelo contractual de exploración y producción, E&P, de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, establece diferentes hitos para los contratos en producción y, conforme a éstos, se presentan las siguientes etapas: descubrimiento, evaluación y explotación. Asimismo, para cada etapa se definen actividades a ejecutar por parte de las compañías titulares de los mencionados contratos.

Durante la vigencia 2010, la ANH realizó seguimiento al cumplimiento de los compromisos adquiridos por las diferentes compañías, para cada una de las etapas de producción anteriormente mencionadas. Sobre el particular, es relevante anotar que el desarrollo de dichas actividades significó un presupuesto de costos, gastos de operación e inversión de aproximadamente US\$515,8 millones. De esta cifra, el valor de las inversiones fue cercano a US\$271,9 millones, representados principalmente en: 1. perforación y completamiento de pozos, US\$156,4 millones; 2. optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, US\$61,5 millones; y 3. trabajos de reacondicionamiento de pozos, US\$15,8 millones.

Para la vigencia 2011 se tiene presupuestado a la fecha un valor de costos, gastos de operación e inversión de aproximadamente US\$604,2 millones, con una inversión cercana a US\$221,8 millones, de los cuales US\$123,9 millones corresponden a perforación y completamiento de pozos, US\$75,2 a optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, y US\$12 millones a trabajos de reacondicionamiento de pozos.

En el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2004 hasta el 31 de mayo de 2011, en desarrollo de los contratos

de Exploración y Producción, E&P, suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 328 pozos probaron presencia de hidrocarburos, cifra que incluye los pozos exploratorios, de desarrollo y de avanzada, de los cuales 123 finalizaron perforación entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de mayo de 2011.

Como resultado de este incremento en el número de pozos con descubrimiento de hidrocarburos, la producción promedio diaria anual de crudo de los contratos de Exploración y Producción, E&P, de la ANH a 31 de mayo de 2011 alcanzó la cifra de 95.000 barriles por día, significando un incremento del 71% respecto a la producción promedio diaria anual obtenida al 31 de diciembre de 2009. En lo que tiene que ver con la producción de gas, se obtuvo un promedio diario anual de 64 MPCD, correspondiente a un incremento del 30% respecto al año 2009.

Durante el año 2010 se presentaron 37 avisos de descubrimiento de pozos exploratorios pertenecientes a 18 contratos y en lo corrido de la vigencia 2011 se han presentado 20 avisos de descubrimiento.

2.4.2.1 Convenios con Ecopetrol S.A.

Al 31 de mayo de 2011, se encuentran vigentes 47 convenios de explotación suscritos entre la ANH y Ecopetrol S.A., los cuales corresponden a las áreas que eran conocidas como de operación directa de Ecopetrol.

Entre el 1° de enero de 2010 y el 31 de mayo de 2011, se han presentado dos descubrimientos, el primero de ellos en abril de 2010, en el convenio Pijao – Potrerillo, con el pozo Tempranillo Norte 1 y el segundo descubrimiento en abril de 2011, en el convenio Área Occidental, con el pozo Tinkhana.

En el marco de estos convenios, se presupuestó para el año 2010 la suma de US\$1.711,7 millones por concepto de costos, gastos de operación e inversión, de los cuales US\$1.095,6 millones se proyectaron para desarrollar actividades de perforación y completamiento de pozos de desarrollo y de inyección.

Asimismo, para la vigencia 2011 se tiene presupuestado, por concepto de costos, gastos de operación e inversión, un valor de US\$2.392,1 millones, de los cuales US\$1.312,5 millones corresponden a perforación y completamiento de pozos.

2.5 Concesión Tello

Durante el año 2010 fueron ejecutadas actividades operativas cuyo objetivo principal fue la optimización de la producción. Estas actividades consistieron principalmente en estimulaciones orgánico-acidas en pozos productores e in-

yectores, cañoneo de nuevas zonas en tres pozos y fracturamiento hidráulico en tres pozos.

No obstante el esfuerzo técnico, se ha presentado una disminución en la producción de los campos Tello y La Jagua, debido principalmente a la alta declinación de la producción incremental en los pozos con tecnología de bombeo electrosumergible y al incremento en el corte de agua de pozos de alto potencial de crudo.

La producción promedio diario de los campos Tello y La Jagua durante el año 2010 fue de 6.008 BPD.

TABLA 3 . PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO EN LOS CAMPOS TELLO Y LA JAGUA (BPD) 2010

Mes	Producción de petróleo (BPD)
Enero	6.813
Febrero	6.821
Marzo	6.730
Abril	5.887
Mayo	5.524
Junio	5.888
Julio	6.363
Agosto	6.551
Septiembre	5.827
Octubre	5.311
Noviembre	5.166
Diciembre	5.219
Promedio	6.008

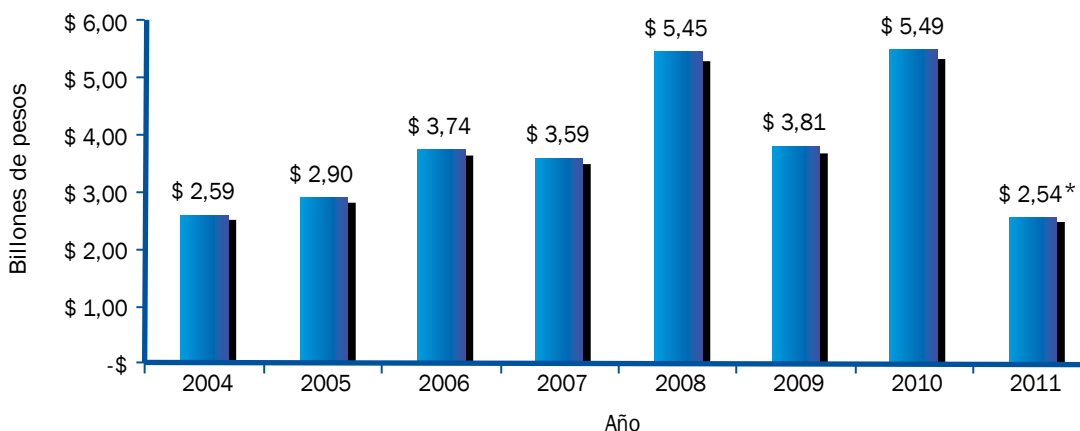
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

3. REGALÍAS

3.1 Recaudo de regalías

En el siguiente gráfico se presenta el comportamiento de las regalías por concepto de explotación de hidrocarburos en el país, que han sido recaudadas por la ANH, desde el 2004 hasta mayo 31 de 2011:

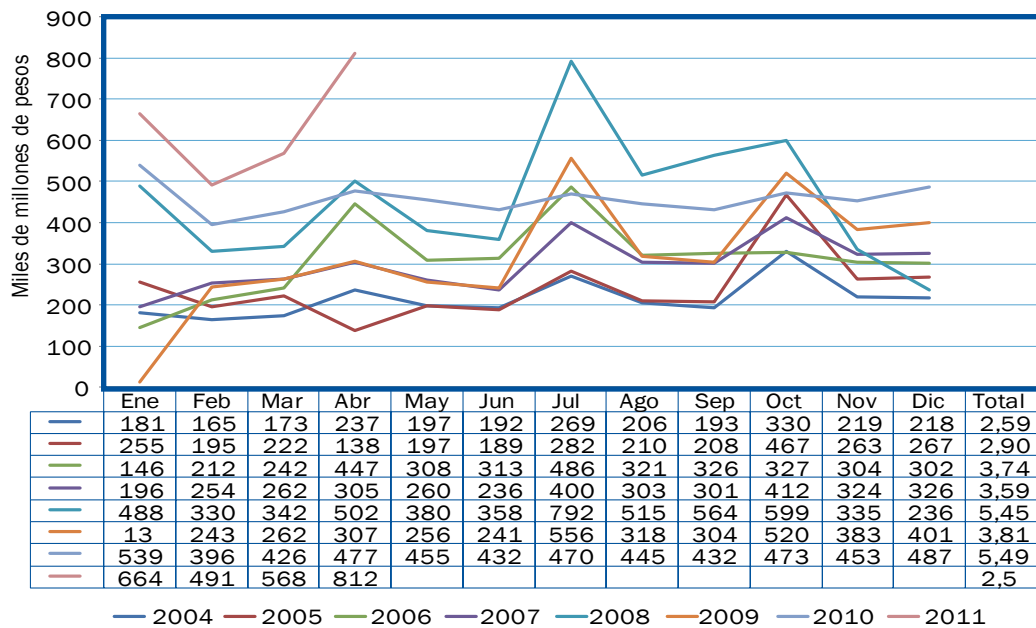
GRÁFICA 5. COMPORTAMIENTO DE REGALÍAS GENERADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL PAÍS 2004 - mayo 31 de 2011



* Incluye hasta la liquidación definitiva I trimestre y provisional abril 2011.
Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

De acuerdo con lo anterior, en el siguiente gráfico se muestra el comportamiento mensual del recaudo de regalías:

GRÁFICA 6. RECAUDO DE REGALÍAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
Enero a diciembre de 2010

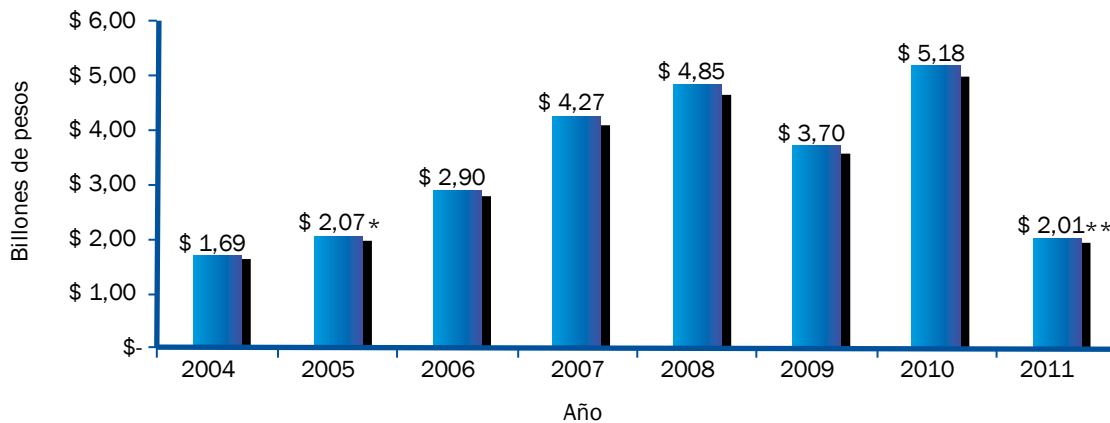


Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

3.2 Giro de regalías

En el gráfico presentado a continuación se observa el comportamiento de las regalías giradas desde 2004 hasta mayo 31 de 2011:

GRÁFICA 7. REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
2004 - mayo de 2011



*No incluye traslado de los recursos con destino al FONPET (\$1.075.816.137.185).

** Incluye hasta la liquidación provisional marzo de 2011.

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Se han fortalecido las actividades relacionadas con el control y seguimiento de los giros de regalías realizados a través de diferentes canales de comunicación interinstitucional, dentro de los que resalta la labor adelantada conjuntamente con la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación, DNP, que ha permitido revisar de forma permanente los entes territoriales suspendidos y las cuentas bancarias autorizadas para el giro de los recursos, entre otros.

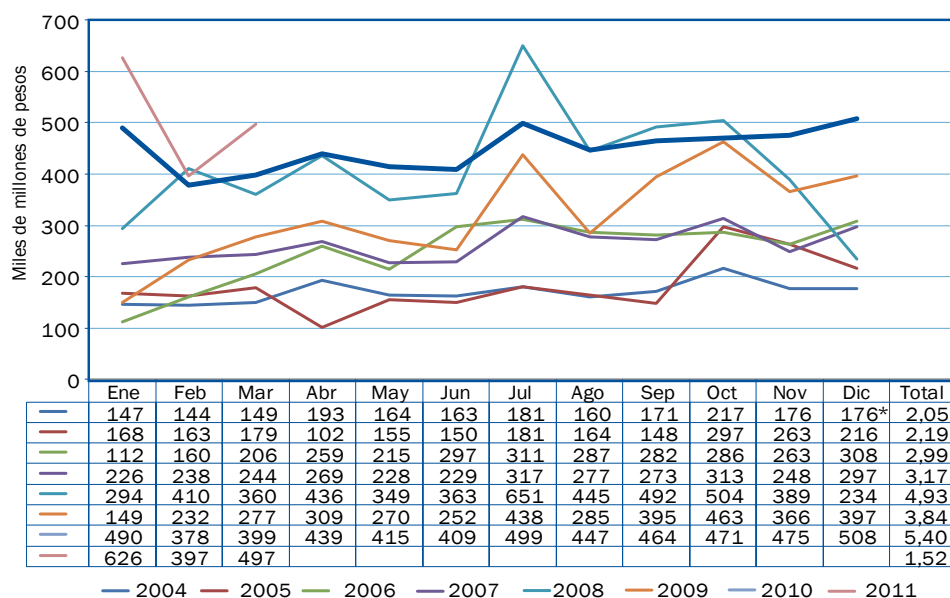
Las novedades recibidas del Departamento Nacional de Planeación y que han permitido mantener actualizada la base de datos de los beneficiarios de regalías son las siguientes:

TABLA 4. NOVEDADES RECIBIDAS DEL DNP

Concepto	A diciembre 31 de 2010	A mayo 31 de 2011
Novedades de cuenta	72	11
Suspensión de giros	31	19
Levantamiento de suspensión	40	19

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRÁFICA 8. COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LAS REGALÍAS 2004 - marzo de 2011



*No incluye traslado de los recursos con destino al FONPET (\$1.075.816.137.185) en el 2005.
Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Como ya se mencionó, la ANH ha cumplido con las instrucciones impartidas por el DNP, en particular en lo relacionado con la suspensión de regalías. En el siguiente cuadro se detalla el saldo de regalías, agrupado por departamento, retenido a mayo 31 de 2011:

TABLA 5. SALDO DE REGALÍAS RETENIDO

Beneficiario	Valor Retenido
Arauca	\$ 32.514.410.007
Bolívar	\$ 52.174.639.456
Casanare	\$123.152.840.700
Huila	\$ 5.114.388.272
Meta	\$ 14.083.913.130
Norte de Santander	\$ 1.304.058.754
Putumayo	\$ 2.154.682.399
Tolima	\$ 151.576.487
Departamento nn*	\$ 1.253.148.787
Municipios puertos - depto. Sucre	\$ 10.904.401.830
Municipios puertos - depto. Córdoba	\$ 21.069.021.206
Puertos carga, descarga y cabotaje	\$ 2.239.881.643
Dirección del Tesoro Nal. FNR.	\$ 2.283.335.686
Total	\$ 268.400.298.357

*Recursos correspondientes a la explotación del campo Capella, cuya jurisdicción se encuentra en trámite por parte de la entidad competente.
Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Las regalías suspendidas, sumadas al proceso de autorización de cuentas bancarias en la inclusión de nuevos beneficiarios, han determinado el no giro por parte de la ANH de estos recursos en cada liquidación.

Por otra parte, durante el año 2010 se incluyó como beneficiarios por explotaciones en su territorio los municipios de Santa Rosalía en el departamento de Vichada, Sitio Nuevo como puerto de carga-descarga y cabotaje y 24 municipios no productores del departamento del Meta, quienes vienen siendo beneficiados a través de la figura de escalonamiento y los municipios de Coello y Flandes en el Tolima.

De igual forma, en lo corrido del presente año se ha incluido como beneficiario el Patrimonio Autónomo FIA, a quién se gira por cuenta de los municipios que así lo han autorizado, recursos de participaciones en regalías por explotación de hidrocarburos destinados al desarrollo de planes departamentales de agua, así como el municipio de Bolívar en Santander.

TABLA 6. ACUMULADO REGALÍAS PAGADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
(Pesos moneda legal)
Enero 1° - diciembre 31 de 2010

Beneficiario	2010
Antioquia	101.354.388.055
Arauca	282.543.594.931
Bolívar	42.351.878.754
Boyacá	115.951.692.948
Casanare	791.428.924.408
Cauca	5.055.408.016
Cesar	32.666.277.767
Córdoba	370.118.936
Cundinamarca	6.488.247.957
Guajira	196.171.299.091
Huila	267.392.626.954
Meta	1.005.009.819.493
Nariño	6.149.218.159
Norte de Santander	28.423.132.642
Putumayo	133.894.603.046
Santander	252.904.190.338
Sucre	10.027.984.986
Tolima	130.486.626.410
Vichada	1.215.739.849
Municipios puertos - depto. Sucre	134.330.422.344
Municipios puertos - depto. Córdoba	124.824.113.354
Puertos carga, descarga y cabotaje	89.804.478.893
FNR. Escalonamiento	6.878.420.526
Comisión Nal. Regalías 1% Ley 756	38.568.193.348
Dirección del Tesoro Nal. FNR	590.378.518.843
FONPET	785.152.611.922
Total	5.179.822.461.961

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

En el siguiente cuadro se observa el acumulado de regalías pagadas durante el 2010, por departamento y puertos:

TABLA 7. REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
(Pesos moneda legal)
Enero 1° - mayo 31 de 2011

Beneficiario	2010
Antioquia	40.276.102.873
Arauca	115.586.336.443
Bolívar	17.778.023.076
Boyacá	54.385.374.271
Casanare	291.648.707.041
Cauca	2.030.995.341
Cesar	18.841.057.557
Córdoba	89.454.754
Cundinamarca	2.788.857.382
Guajira	87.345.978.546
Huila	116.130.903.627
Meta	451.115.688.283
Nariño	3.809.070.272
Norte de Santander	10.149.874.955
Putumayo	62.557.018.734
Santander	124.947.372.923
Sucre	4.297.186.334
Tolima	57.720.994.435
Vichada	124.670.632
Municipios puertos - depto. Sucre	83.471.411.511
Municipios puertos - depto. Córdoba	82.499.865.251
Puertos carga, descarga y cabotaje	42.821.981.799
FNR. Escalonamiento	26.178.695.351
Comisión Nal. Regalías 1% Ley 756	11.082.418.881
Dirección del Tesoro Nal. FNR	338.266.700.619
FONPET	389.377.515.077
Patrimonio autónomo - FIA	70.890.887.646
Total	2.506.213.143.614

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

3.3 Cálculo de descuentos Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP

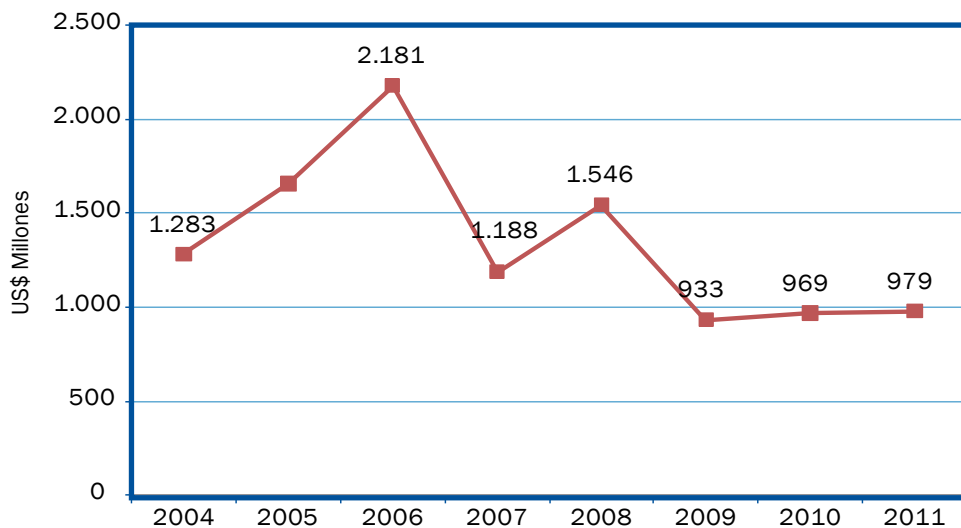
Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del MME, la ANH procede a: "Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995 o en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

En atención a estas disposiciones legales, a 31 de mayo de

2010, el saldo acumulado en el FAEP asciende a US\$979 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el Ministerio de Minas y Energía.

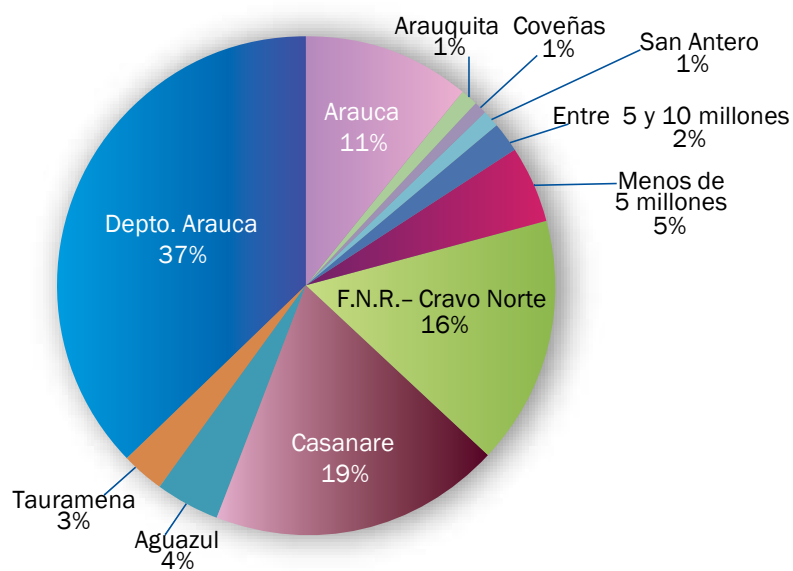
A continuación se presenta el comportamiento del saldo del FAEP de los últimos 7 años y hasta mayo 31 de 2011, así:

GRÁFICA 9. COMPORTAMIENTO DEL SALDO DEL FAEP



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRÁFICA 10. DISTRIBUCIÓN DEL SALDO DEL FAEP



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

3.4 Desahorro Extraordinario, artículo 45 de la Ley 1151 de 2007 (Saneamiento de Cartera Hospitalaria)

La ANH ha tramitado oportunamente las instrucciones impartidas por el Departamento Nacional de Planeación, en el marco del procedimiento reglamentado en el Decreto 3668 de 2009.

En desarrollo de esta actividad, se han tramitado desahorros en cuantía de US\$56.477.920,47, a cargo del partícipe Fondo Nacional de Regalías. La transferencia en pesos asciende a la suma de \$90.328.970.000.

3.5 Giro directo al Patrimonio Autónomo FIA²

De conformidad con lo previsto en el artículo 118 de la Ley 1151 de 2007 y decretos reglamentarios, la Agencia Nacional de Hidrocarburos procedió, en el 2011, con el giro directo de los Recursos del Sistema General de Regalías y Compensaciones al Patrimonio Autónomo FIA, conforme a las autorizaciones remitidas por 15 entidades territoriales, así:

TABLA 8. GIRO DIRECTO RECURSOS FIA 2011

Mes	Valor
Enero	\$ 14.111.426.274
Febrero	\$ 14.102.661.593
Marzo	\$ 14.211.444.593
Abril	\$ 14.211.444.593
Total pagos FIA	\$ 56.636.977.053

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

4. ZONAS de frontera

De acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la Ley 681 del 2001, durante el periodo comprendido entre el 01 de julio de 2010 y el 31 de mayo de 2011, Ecopetrol S.A. llevó a cabo las siguientes acciones:

4.1 Aspectos relevantes de abastecimiento por regiones

4.1.1 Región Norte

Región conformada por las zonas de frontera de los departamentos de La Guajira, Cesar y Chocó, los cuales son abastecidos con producto importado de Venezuela para La Guajira, y producto nacional de la refinera de Cartagena para los departamentos de Cesar y Chocó.

LA GUAJIRA

Entre el 01 de julio de 2010 y el 31 de mayo de 2011 el abastecimiento de combustibles a las zonas de frontera de La Guajira se realizó de manera normal, a través de combustibles importados desde Venezuela para estaciones de servicio y con producto nacional para los Grandes Consumidores ubicados en las zonas de frontera de este departamento.

La distribución de combustibles se vio afectada por el aumento del contrabando, principalmente de gasolina motor. Esta situación generó un aumento de los inventarios de gasolina en la planta de abasto de Ayatawacoop en Maicao, por lo cual, Ecopetrol S.A. tuvo que adquirir estos excedentes para utilizarlos, cuando la calidad de la gasolina lo permitió, como mezcla en la refinera de Cartagena, de lo contrario, se destinó al mercado de exportación.

El cupo mensual de combustible exento asignado hasta octubre de 2010 era de 9.494.211 galones, de los cuales 1.935.312 galones correspondía a estaciones de servicio y 7.558.899 galones para los grandes consumidores. En octubre de 2010, la UPME asignó nuevos cupos a estaciones de servicio y aumentó a 1.960.448 galones.

El 29 de diciembre de 2010, con la expedición de la Ley 1430, los grandes consumidores dejaron de tener cupo para la asignación de las exenciones de impuestos de IVA, Global y arancel.

Un aspecto destacable dentro del esquema de abastecimiento del departamento fue la autorización, por parte del Ministerio de Minas y Energía, mediante la Resolución 124451 del 18 de agosto de 2010, a la sociedad Distribuidora de Combustibles Wayuu LTDA, DISCOWACOO LTDA, identificada con el NIT 900.195.626-1, para ejercer la actividad de distribuidor mayorista de combustibles líquidos derivados del petróleo, a través de la planta de abastecimiento ubicada en el municipio de Maicao.

CESAR

El abastecimiento de combustibles a las zonas de frontera del departamento del Cesar se realizó con producto nacional proveniente de la refinera de Cartagena a través de las plantas mayoristas de Vopak, planta conjunta Mamonal, Petromil, Palermo, Baranoa, Galapa, Promin y de la refinera

² Financiamiento de Inversiones en Agua

de Barrancabermeja a través de la planta de Ayacucho.

El cupo mensual de combustible exento asignado hasta octubre de 2010 era de 27.510.410 galones, los cuales se encontraban distribuidos en 10.518.477 galones para estaciones de servicio y 16.991.933 galones para grandes consumidores. En octubre de 2010, la UPME asignó nuevos cupos a estaciones de servicio y pasó a 9.976.205 galones. El 29 de diciembre de 2010, con la expedición de la Ley 1430, los grandes consumidores dejaron de tener cupo para la asignación de las exenciones de impuestos de IVA, Global y arancel.

CHOCÓ

El departamento se abasteció con producto nacional procedente de la Refinería de Cartagena para los municipios de Río Sucio, Ungía y Acaandí a través de la planta mayorista de Petromil y de la refinería de Barrancabermeja para el municipio de Juradó a través de la planta mayorista de ExxonMobil en Buenaventura.

El cupo mensual de combustible exento asignado a estaciones de servicio hasta octubre de 2010 era de 338.394 galones y a partir de la asignación general de UPME quedó en 385.679 galones.

4.1.2 Región Oriente

Región conformada por las zonas de frontera de los departamentos de Norte de Santander, Boyacá y Arauca, los cuales fueron abastecidos con producto nacional de la refinería de Barrancabermeja a través de la planta de Chimita en Bucaramanga.

NORTE DE SANTANDER

En 2010, con la reactivación de las relaciones bilaterales entre los gobiernos de Colombia y Venezuela, se conformó la Mesa de Energía, dentro de la cual se abrió un capítulo para el tema de los combustibles y la posible reactivación del suministro de producto importado. Dicha iniciativa se convirtió en realidad el pasado 2 de abril de 2011, con la autorización de un cupo de hasta 19.000.000 de litros, empezando con un volumen de 12.000.000 litros al departamento de Norte de Santander.

El cupo mensual de combustible exento hasta octubre de 2010 a estaciones de servicio era de 3.482.680 galones, y con la asignación general de cupos pasó a 3.393.386 galones.

BOYACÁ

El municipio de Cubará es abastecido con producto nacional procedente de la refinería de Barrancabermeja a través de la planta mayorista de Chimitá en Bucaramanga. El cupo mensual de combustible exento asignado es de 206.802 galones, los cuales se encuentran asignados a estaciones de servicio.

ARAUCA

El cupo mensual de combustible exento para estaciones de servicio hasta octubre de 2010 era de 659,684 galones y pasó luego de la asignación general a 739,767 galones, incluyendo 23,910 galones como cupo global del municipio de Cravo Norte.

4.1.3 Región Orinoquía y Amazonía

Región conformada por las zonas de frontera de los departamentos de Vichada, Guainía, Vaupés y Amazonas, los cuales son abastecidos con producto nacional de la refinería de Barrancabermeja a través de la Planta de Chimita en Bucaramanga y Mansilla en Cundinamarca y el departamento de Amazonas con producto que también podría ser importado desde Perú.

VICHADA

El departamento se abasteció normalmente con producto nacional desde las plantas de Aguazul y Puerto Carreño. Actualmente se está concretando la logística para el suministro de combustible importado. Con la reactivación de las relaciones bilaterales con el Gobierno venezolano, se aprobó un cupo de producto importado de 500.000 galones para este departamento. Mientras inicia el esquema con producto importado y desde enero de 2010, se cuenta con medidas especiales, aplicadas en principio en Norte de Santander, en relación al precio de venta, el tipo de mezcla y la procedencia de combustible, logrando una reducción adicional en el precio de venta al público.

El cupo mensual de combustible exento asignado hasta octubre de 2010 era de 135.721 galones y luego del proceso de asignación general de cupos pasó a ser de 176.468 galones asignados para estaciones de servicio.

GUAINÍA

El departamento se abasteció normalmente con producto nacional desde la planta de Inírida. Actualmente se está concretando la logística para el suministro de combustible importado. Con la reactivación de las relaciones bilaterales con el Gobierno venezolano, se aprobó un cupo de producto importado de 500.000 galones para este departamento. Mientras inicia el esquema con producto importado y desde enero de 2010, se cuenta con medidas especiales, aplicadas en principio en Norte de Santander, en relación al precio de venta, el tipo de mezcla y la procedencia de combustible, logrando una reducción adicional en el precio de venta al público.

El cupo mensual de combustible exento asignado hasta octubre de 2010 era de 129.067 galones y luego del proceso de asignación general de cupos pasó a ser de 136.665 galones asignados para estaciones de servicio.

VAUPÉS

El departamento, hasta diciembre de 2010, se abastecía con producto nacional, el cual se transportaba vía terrestre desde Mansilla hasta Aguazul y luego por vía aérea hasta Mitú, posteriormente, y de acuerdo con la solicitud de representantes de las estaciones de servicio del departamento, se aprobó el transporte terrestre hasta la planta de San José del Guaviare para luego ser transportado vía aérea hasta Mitú, ya que en este municipio hay una mayor oferta de empresas de transporte aéreo.

El cupo mensual de combustible exento asignado a estaciones de servicio antes de octubre de 2010 era de 29.861 galones, y posteriormente quedó en 76.109 galones con la asignación de cupo global a los municipios de Pacoa, Taraira y Yavaraté.

AMAZONAS

El departamento se abasteció, principalmente, con gasolina y ACPM nacional procedente de Neiva, el cual es transportado vía terrestre hasta Puerto Asís y desde allí por vía fluvial hasta Leticia. Sin embargo, en noviembre de 2010 se requirió la importación de ACPM con destino a las estaciones de servicio, debido a dificultades de navegabilidad del río Putumayo entre agosto y octubre de 2010.

Se continuó con la importación de combustibles (JetA1, Diesel y Fuel Oil) desde Iquitos, Perú, para suministro a aeronaves en vuelos nacionales (JetA1) y generación de energía eléctrica (diesel y Fuel Oil).

4.1.4 Región Sur

La región conformada por las zonas de frontera de los departamentos de Nariño y Putumayo, los cuales son abastecidos con producto Nacional de la refinería de Barrancabermeja a través de las plantas de Yumbo, Mulaló, Puerto Asís y Neiva.

NARIÑO

El departamento se abastece con producto nacional. En diciembre, y como producto de la ola invernal que vivió el país, se requirió del diseño y aprobación de un plan de contingencia para suministrar producto desde las plantas mayoristas de Neiva y Gualanday, debido al cierre temporal de la vía Panamericana.

PUTUMAYO

El departamento se abastece con producto nacional de las plantas de Neiva y Puerto Asís. El abastecimiento se realizó en condiciones normales para el departamento, excepto para algunos municipios en los que por situaciones de orden público se presentó la necesidad de autorizar el suministro de combustibles desde la planta de Florencia, en Caquetá.

4.2 Reconversión socio laboral de pimpineros

El programa de reconversión socio laboral se ejecuta en 30 municipios de los departamentos de La Guajira, Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía y Nariño, mediante alianzas institucionales con las cámaras de comercio de La Guajira y Arauca, las gobernaciones de La Guajira y Norte de Santander, las alcaldías de Cúcuta, Puerto Carreño, Puerto Inírida, Ocaña e Ipiales, las regionales del SENA de cada uno los departamentos y los institutos financieros de Norte de Santander, Arauca y la cooperativa Cootregua en Guainía.

TABLA 9. MUNICIPIOS DONDE SE EJECUTA EL PROGRAMA DE RECONVERSIÓN SOCIOLABORAL DE PIMPINEROS

Departamento	Municipios
La Guajira	Riohacha, Manaure, Albania, Maicao, Montelara, Fonseca, Urumita, Villanueva, San Juan y La jagua.
Norte de Santander	Cúcuta, Los patios, Villa del Rosario, Puerto de Santander, El Zulia, La Y, Sardinata, LaSanjuana, Tibú, Pamplona, Ocaña y Abrego.
Arauca	Arauca, Arauquita, Saravena y Tame.
Vichada	Puerto Carreño y Amanaven.
Guainía	Puerto Inírida.
Nariño	Ipiales.

Fuente: Ecopetrol. S.A.

De acuerdo con los censos realizados se han identificado y registrado 7.393 personas dedicadas al comercio ilícito de combustibles, ubicadas así: 1.198 en la Guajira, 4.046 en Norte de Santander, 442 en Arauca, 117 en Vichada, 140 en Guainía, 670 en Ipiales y 780 en La Paz (Cesar).

Los objetivos del programa son brindar una opción de negocio diferente a la venta ilícita de combustibles y generar un cambio de actividad y de actitud en la población objetivo hacia otras actividades productivas y competitivas en la región que favorezcan la cultura de la legalidad e institucionalidad. Su implementación se desarrolla aplicando las siguientes estrategias y mecanismos:

SENSIBILIZACIÓN E INDUCCIÓN: incluye divulgación del programa, pre-inscripción de beneficiarios, verificación de la calidad de los beneficiarios e inducción en talleres de

identificación de negocios, para finalmente hacer la inscripción de los beneficiarios acorde a la capacidad operativa anual del Programa.

FORMACIÓN INTEGRAL: consiste en ciclos de formación de hasta 400 horas en oficios semi-calificados con potencialidad de mercado, aprendizaje para el desarrollo del proyecto de vida, formación para el emprendimiento y el trabajo independiente asociado, formulación de plan de negocios

FONDO DE CRÉDITO Y CAPITAL SEMILLA: para el financiamiento de las iniciativas individuales o asociativas de los beneficiarios, consta de un apoyo de capital semilla, no reembolsable, de dos millones de pesos por beneficiario y un micro-crédito de hasta dos millones de pesos por beneficiario, para un beneficio total individual de \$4.000.000.

INCUBACIÓN DE NEGOCIOS: proceso en el cual se realiza la tutoría profesional para perfeccionar e implementar el plan de negocios, incluye asesoría y acompañamiento en la organización, administración, calidad, servicios, mercadeo, producción, orientación contable, tributaria y aspectos legales para la formalización de la unidad productiva.

ESTRATEGIA DE COMUNICACIÓN: comprende la sensibilización de la población sobre el entorno social y económico, la motivación para la disminución de índices de deserción de beneficiarios y el involucramiento de las entidades públicas y privadas de la región.

A diciembre de 2010, se han vinculado al proceso de formación 2.500 personas (34% del total censado) los cuales se encuentran distribuidos así: 853 en la Guajira, 1.157 en Norte de Santander, 336 en Arauca, 75 en Vichada y 97 en Guainía.

De estos, han abandonado la actividad ilícita 1.447, que equivalen al 58%, 1.294 mediante el mecanismo de crédito y 153 mediante la opción de empleo originado en la práctica empresarial del proceso de formación.

Con respecto al total de la población de pimpineros censados, el 20% de la población ha abandonado el comercio ilícito, los cuales se encuentran distribuidos así: 658 de La Guajira, 421 de Norte de Santander, 236 de Arauca, 44 de Vichada y 85 de Guainía.

4.2.1 Resultados del periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y 30 de mayo de 2011

LA GUAJIRA

Se desarrolla la incubación de 177 planes de negocio de los 543 beneficiarios formados de la fase I y fase II a quienes se otorgaron créditos por valor de 1.195 millones de pesos, se certificaron en formación 208 beneficiarios quienes formu-

laron 51 planes de negocio. Ingresan 50 nuevos beneficiarios al proceso de formación.

NORTE DE SANTANDER

Se consolidó el proceso de la Cooperativa Multiactiva de Pimpineros de Norte de Santander que agrupa cerca de 1.500 pimpineros como distribuidor mayorista de combustibles, al cumplir con los requisitos para ser reconocida en esta actividad por el Ministerio de Minas y Energía, recibir crédito por valor de \$1.652 millones del fondo de crédito y capital semilla del programa de reconversión, lograr un mercado de 47 estaciones de servicio de las 90 activas en el departamento y comercializar en promedio mensualmente 1.300.000 galones de combustible.

Se proyecta con las instituciones el inicio de una nueva fase en julio de 2011 para la atención de 400 nuevos beneficiarios con un acuerdo específico para el abandono de la actividad ilícita en las vías del municipio de Cúcuta.

ARAUCA

Se desarrolla la incubación de los 55 planes de negocio de los 116 beneficiarios formados de la fase I, a quienes se otorgó créditos por valor de 146 millones de pesos. Se certifica por parte del SENA la formación de 179 beneficiarios de la fase II, quienes formularon 171 planes de negocio y recibieron crédito por 708 millones de pesos, se avanza con el proceso de incubación de estas iniciativas.

Se acordó con las instituciones el inicio del proceso para la atención de 100 beneficiarios en Arauquita, Saravena y Tame.

VICHADA

Se incubaron las iniciativas de 50 beneficiarios. Se entregan créditos por valor de \$154 millones a 50 beneficiarios que presentaron 22 planes de negocio. Se proyecta con las instituciones el inicio de una nueva fase en julio de 2011 para la atención de 40 nuevos beneficiarios.

GUAINÍA

Se incubaron las iniciativas de los 85 beneficiarios a quienes se otorgó créditos por valor de \$155 millones, se inició ronda de segundos créditos con 22 beneficiarios. Se inició nueva fase para la atención de 40 nuevos beneficiarios.

NARIÑO

Se inició el programa en el municipio de Ipiales para la atención de 200 beneficiarios.

4.2.2 Acciones de control

Ecopetrol S.A. tiene suscrito un convenio con la DIAN y la Policía Fiscal y Aduanera, POLFA, con el objeto de realizar labores destinadas a prevenir, reducir y/o erradicar la introducción ilícita de combustibles al país, su distribución y consumo ile-

gal, así como la destinación ilegal de combustibles, entendido como la distribución de combustibles exentos en zonas donde la exención no aplica.

En este sentido, adicional a los operativos que realiza la policía en estaciones de servicio, se estableció un puesto de control en El Copey, departamento del Cesar, por considerarlo un lugar clave por el cual deben pasar los carrotanques en las rutas establecidas para este departamento.

También se continuó con la capacitación al personal de la POLFA, Fiscalía, DIAN, SIJIN, Fuerza 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.

Ecopetrol S.A. ha venido participando activamente en el Comité Interinstitucional para el control al contrabando de hidrocarburos y derivados del petróleo conjuntamente con otras instituciones, como la Dirección Nacional de Estupefacientes, DIAN, la POLFA, Fiscalía, el Ministerio de Minas y Energía y la Procuraduría.

5. TRANSPORTE

A partir del mes de abril de 2011 la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A. cambió su nombre a Vicepresidencia de Transporte y Logística, y funcionalmente dejó de hacer parte de la Vicepresidencia Ejecutiva del Downstream para depender directamente de la Presidencia.

Los objetivos que busca alcanzar la Vicepresidencia con este ajuste son:

- 1) Lograr un mayor enfoque de las áreas hacia el cliente y mayores sinergias con otras compañías del sector.
- 2) Fortalecer la planeación.
- 3) Asegurar el liderazgo regional en las zonas de influencia.
- 4) Generar una integración efectiva entre la operación y el mantenimiento.

TABLA 10. PRINCIPALES PROYECTOS PLANEADOS POR EL ÁREA DE TRANSPORTE PARA AMPLIAR SU CAPACIDAD

Nombre del proyecto	Objetivo del proyecto	Avance
OLEODUCTO CAMPO CASTILLA APIAY PORVENIR	Construcción de una tubería de aproximadamente 127 kilómetros de longitud de 20" de diámetro, entre la estación Apiay y la planta El Porvenir, para transporte de 160 KBPD de crudo diluido.	Se construyó la nueva línea y se amplió la capacidad de bombeo a 160 KBPD. Se amplió la capacidad de almacenamiento de crudo en 320.000 barriles de 490.000 barriles del alcance del proyecto.
ALMACENAMIENTO DE CRUDO PLANTA VASCONIA	Incrementar en 240 KB la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en la Planta Vasconia.	Se construyeron dos tanques de 120.000 barriles cada uno finalizando el incremento de la capacidad de almacenamiento en 240 Kbd.
OPTIMIZACIÓN CAPACIDAD EXPORTACIÓN COVEÑAS	Ampliar la capacidad de transporte para exportación de crudos por el terminal de Coveñas. Comprar dos (2) monoboyas con capacidad para atender buques de 2MB.	En Febrero de 2011, se alcanzó el incremento de la capacidad de exportación en el terminal Coveñas a 770 KBPD con el cambio de las monoboyas TLU1 y TLU3.
GASODUCTO CUIPAGUA CUSIANA	Transportar una producción inicial de gas natural de 140 MPCED y de 210 MPCED en el 2017, desde la futura planta de gas Cuiagua hasta el punto de conexión con el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural operado por TGI en el CPF Cusiana.	Se tramita licencia ambiental, en fabricación válvulas, actuadores y trampas de raspadores. Se ha transportado el 45% del total de la tubería del proyecto desde el puerto en Cartagena a Yopal (Casanare).
POLIDUCTO ANDINO	Implementar una ruta alterna al poliducto Tocancipá - Castilla, que permita transportar inicialmente 53 KBPD de nafta entre las estaciones Sebastopol y Apiay en el departamento del Meta que se requieren para diluir los crudos pesados producidos en los campos Rubiales y Castilla facilitando su transporte por el sistema de oleoductos.	Terminación mecánica de la línea del Poliducto Andino (132,3 Km), obras necesarias para la operación temprana en las estaciones Sutamarchán, Miraflores, Monterrey, Apiay y obras de conversión del Oleoducto Apiay Monterrey. Llenado de nafta del Poliducto Andino desde Sutamarchán hasta Monterrey.

<p>CONSTRUCCIÓN LÍNEA SUBMARINA 24" P. COLORADOS</p>	<p>Construir la línea submarina de retorno de 24" para el terminal Pozos Colorados, que permita la operación multiproducto y bidireccional del sistema, asegurando la calidad del producto transportado y disminuyendo los volúmenes de producto contaminado.</p>	<p>Se ejecutaron obras de adecuación dentro de la estación Pozos Colorados y se construyeron 3 cruces de perforación dirigida entre la estación y la playa.</p> <p>Se instalaron 2,6 Km de tubería entre la playa y la Monoboya</p>
<p>POLIDUCTO INTERCONEXIÓN MANSILLA-TOCANCIPÁ</p>	<p>Construcción de un poliducto bidireccional que interconectará las terminales de Ecopetrol en Mansilla (municipio de Facatativá) y Tocancipá, para el transporte de ACPM, gasolina corriente, gasolina extra y nafta. El poliducto será bidireccional y tendrá una longitud aproximada de 100 Km. y 8" de diámetro.</p>	<p>Se radicó el EIA del Poliducto entre Mansilla y Tocancipá, en el MAVDT, el 21 de diciembre de 2010. Se está adelantando la ingeniería básica del proyecto. El MAVDT solicitó visita al sector del proyecto para los días 13 al 21 de junio de 2011, como parte del proceso para dar licencia al poliducto.</p>
<p>OPTIMIZACIÓN DEL POLIDUCTO POZOS GALÁN</p>	<p>Optimizar la infraestructura del sistema Pozos – Galán, ampliando la capacidad del poliducto a 60 KBPD, de manera que pueda atender los requerimientos operativos de transporte, almacenamiento y suministro a clientes de productos refinados proyectados por Ecopetrol S.A, así como asegurar el plan de contingencia para el caso de fallas en la refinería de Barrancabermeja, que puedan originar desabastecimiento de combustibles en el centro del país.</p>	<p>Los logros obtenidos por el proyecto son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ejecutados 490 Km de los 503 Km que tiene el poliducto. -Ejecutado el 76 % de la estación de refinados Ayacucho II, la cual compone en sistema Pozos – Galán.
<p>OPTIMIZACIÓN MUELLES FLUVIALES DE LA VIT</p>	<p>Construcción de casa de bombas flotante y optimización de la infraestructura del muelle fluvial de la Vicepresidencia de Transporte, ubicado en la refinería de Barrancabermeja.</p>	<p>De acuerdo con las proyecciones volumétricas contempladas con motivo de la ampliación de la refinería de Cartagena y el cambio en el tipo de productos generados, no se prevén volúmenes por flota fluvial en el sentido Cartagena- Barranca, se evalúa la conveniencia de continuar con el proyecto, para lo cual los equipos y materiales adquiridos durante la ejecución del proyecto que corresponden a 2 unidades de bombeo y tubería de 24" serán aprovechados en otras facilidades del mismo usuario (Departamento de Operaciones Marítimas y Fluviales) correspondientes al sistema de bombeo para el despacho del tanque 1017 ubicado en los muelles fluviales de Cartagena (unidades de bombeo) y reposición de líneas de proceso en muelles fluviales y marítimos de Cartagena (tubería de 24").</p>
<p>MUELLES MARÍTIMOS DE LA VIT EN CARTAGENA</p>	<p>Optimizar la infraestructura del muelle marítimo de GLP en Cartagena ampliando su capacidad de 3.000 a 12.000 toneladas de peso muerto.</p> <p>Reponer un tramo de 950 mts de 20" por líneas de 24" para transporte de diesel con bajo contenido de azufre en el terminal Néstor Pineda.</p> <p>Construcción de línea submarina en Cartagena para importación de diesel de diferente especificación en el terminal Néstor Pineda de la ciudad de Cartagena.</p>	<p>En Febrero de 2011 se finalizó con éxito la ampliación del muelle marítimo de GLP, dejando operativo dicho muelle para atender buques gaseros de hasta 12.000 DWT (Dead Weight Tons) ó 120.000 barriles equivalentes de GLP. A la fecha ya han ingresado al muelle ampliado buques de 10.000 DWT sin novedad.</p>
<p>INCREMENTAR CAPACIDAD TRANSPORTE SISTEMA VASCONIA – GRB – GALAN</p>	<p>Apalancar el crecimiento de transporte en 60 KBPDC, originado en el aumento de producción de los crudos pesados provenientes de los campos de los Llanos Orientales, por medio del corredor Vasconia – GRB, optimizando la infraestructura existente en el sistema Vasconia I y construyendo un tanque de 220 KB en Casa Bombas 8.</p>	<p>Se tramitan compras de larga entrega de los sistemas de medición, motores y variadores de las unidades principales.</p> <p>Se realiza ingeniería básica avanzada del sistema Vasconia I hacia GRB.</p> <p>Con el plan maestro de la refinería se tramita ante el MAVDT la actualización del PMA de la refinería de Barrancabermeja donde se incluye el nuevo tanque que se construirá en Casa Bombas 8.</p>

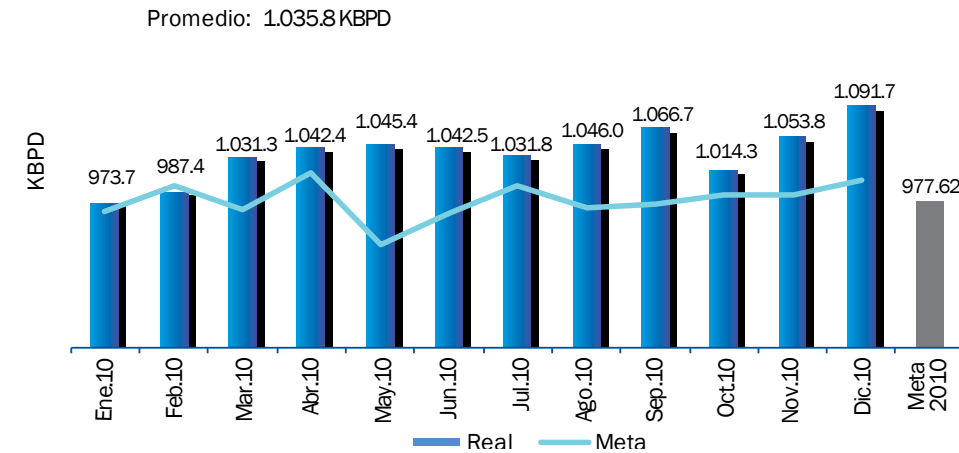
<p>AMPLIACION CAPACIDAD TRANSPORTE DILUYENTE A 120 KBPD</p>	<p>Viabilizar el transporte por oleoductos hasta 470 KBPD de crudo pesado del departamento del Meta, garantizando el suministro de hasta 120 KBPD de diluyente mediante la ampliación de la capacidad de transporte del Poliducto Andino de 53 KBPD a 120 KBPD con la ampliación de las plantas de Santa Rosa y Sebastopol y la construcción de una planta en Sutamarchán.</p>	<p>Se tramita modificación de licencia del Poliducto Andino para la construcción de la planta Sutamarchán y la línea eléctrica de 115 Kv la cual fue radicada al MAVDT el 17 de diciembre.</p> <p>Se tramitan órdenes de compra del sistema de control de Santa Rosa y Sutamarchán y unidades de bombeo principales y bombas booster requeridas para la estación Sutamarchán.</p>
<p>SISTEMA SAN FERNANDO MONTERREY</p>	<p>Asegurar la disponibilidad de una capacidad de transporte de 390.000 BPDC (equipo de bombeo para 525 KBPDO) de crudo diluido de los campos Chichimene y Castilla hasta la planta de bombeo Monterrey (232.000 BPDC desde Castilla y 158.000 BPDC desde Chichimene), con un factor de servicio de 0,9 mediante la construcción de un oleoducto de 170 Km en 30”.</p> <p>Asegurar el transporte de 85.000 BPDC de diluyente (nafta) requerido por la Gerencia Central de la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol S.A. para los crudos de los campos Castilla y Chichimene, con un factor de servicio considerado para transportar los volúmenes máximos de diluyente (nafta) de 0,9 mediante la conversión de 44 Km de Oleoducto a Poliducto de la tubería existente de 16” entre Apiay – Castilla.</p> <p>Construcción de la planta San Fernando asegurando el almacenamiento de 1.050 KB de crudo y 400 KB de nafta.</p>	<p>Se tramita licencia ambiental para el tramo Apiay Monterrey, licencia ambiental para el tramo Castilla Apiay y modificación del PMA para la construcción de la nueva planta San Fernando, solicitudes radicadas en el MAVDT desde el 24 de septiembre de 2010.</p> <p>Se avanza en la ingeniería de detalle de las líneas y de la planta.</p> <p>Se gestiona la compra de 170 Km de tubería de 30”, la compra de bombas booster y unidades de bombeo principales.</p>
<p>EVACUACIÓN CRUDOS MAGDALENA MEDIO</p>	<p>Incrementar la capacidad de transporte de crudo en el sistema Ayacucho – Coveñas Línea de 16” y 12” en 52 KBPD para lograr una capacidad de evacuación total de 100 KBPDC.</p> <p>Incrementar la capacidad de almacenamiento en el terminal Coveñas en 600 KB para el manejo segregado de nuevos crudos provenientes del Magdalena Medio.</p>	<p>Se realiza ingeniería básica de una nueva estación intermedia entre Ayacucho y Coveñas y de adecuaciones en las plantas Ayacucho y Retiro.</p> <p>Se adelanta ingeniería detallada para la construcción de un loop de 45 Km en tubería de 16” entre Retiro y Sincé.</p> <p>Se realizan estudios ambientales para el combustible ducto de Ayacucho Coveñas.</p> <p>Se tramitan órdenes de compra para 31 Km de tubería de 16” y trampa de despacho de raspadores para planta Retiro.</p>
<p>INCREMENTO CAPACIDAD OLEODUCTO TRANSANDINO 85 KBPDC</p>	<p>Incrementar la capacidad de transporte del Oleoducto Transandino, OTA, en 40 KBPDC para lograr una capacidad total de 85 KBPDC para un crudo de 29 °API mediante la reconstrucción de la estación Páramo y recuperación de la integridad operativa en condiciones estándares de transporte del Oleoducto Transandino.</p> <p>Garantizar la confiabilidad del sistema Orito – Tumaco.</p>	<p>Se radicó ante el MAVDT PMA para la planta Páramo el 16 de mayo.</p> <p>Se contrató EPC para la construcción de la planta Páramo y adecuaciones de la planta Alisales. En fabricación unidades principales para la planta Páramo.</p> <p>Se tramitan compras para sistemas de medición requeridas para las plantas Orito y Tumaco y se tramita compra de unidades de bombeo principales de respaldo para las plantas de Orito, Guamues, Alisales y Páramo.</p>

Fuente: Ecopetrol S.A.

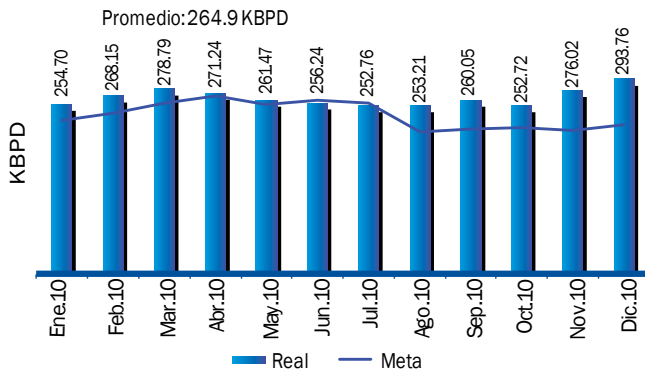
5.1 Barriles transportados

En el año 2010, a través del sistema de transporte por ductos, se transportaron en promedio 1.035,8 KBPD, frente a una meta de 977,6 KBPD, correspondientes a 264,9 KBPD (25,6%) de productos refinados y 770,9 KBPD (74,4%) de crudos, para un cumplimiento total del 106%, como se observa en las siguientes gráficas:

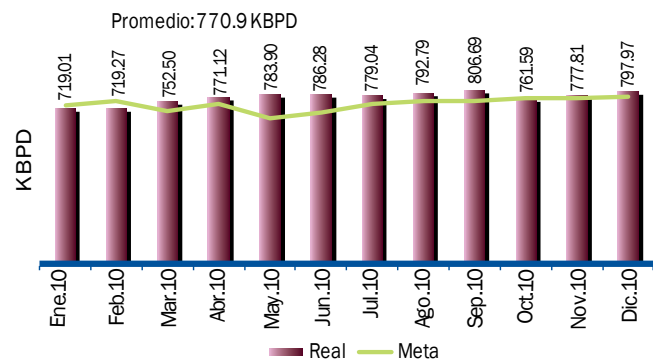
GRÁFICA 11. CUMPLIMIENTO VOLUMÉTRICO
Año 2010



GRÁFICA 12. CUMPLIMIENTO VOLUMÉTRICO REFINADOS
Año 2010



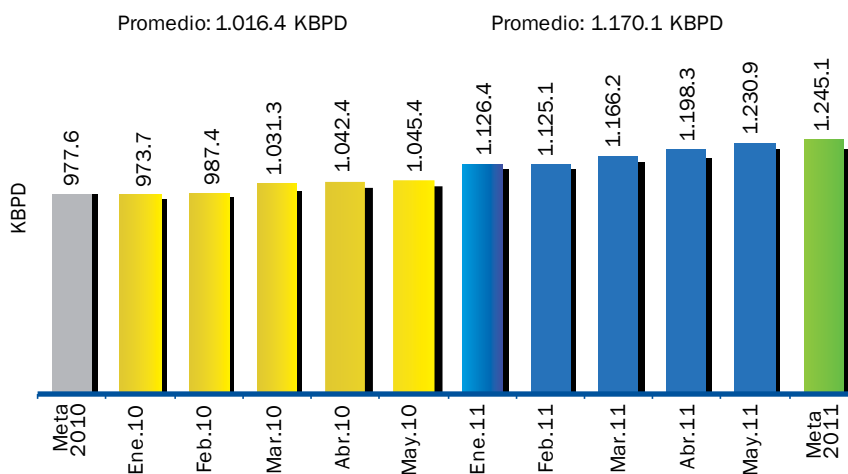
GRÁFICA 13. CUMPLIMIENTO CRUDOS
Año 2010



Entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2011, se han transportado en promedio 1.170,1 KBPD, frente a una meta de 1.244,7 KBPD, correspondientes a 275,3 KBPD (23,5%) de productos refinados y 894,7 KBPD (76,5%) de crudos, para un cumplimiento total del 94%.

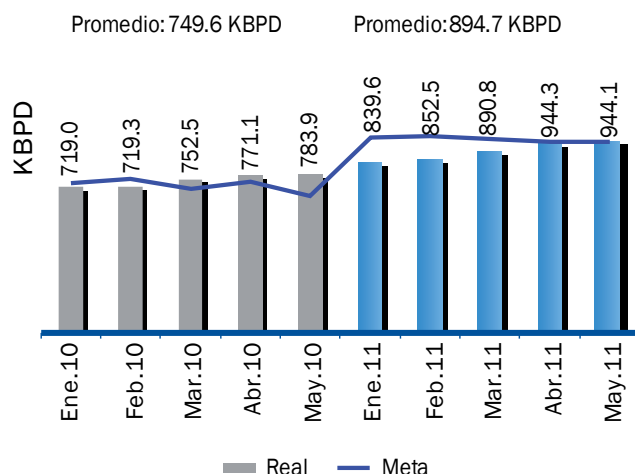
De acuerdo con el volumen promedio día transportado entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2010 (1.016,4 KBPD), se evidencia un crecimiento de 153,7 KBPD respecto al volumen promedio día transportado en el primer trimestre del año 2011 (1.170,1 KBPD), correspondiente principalmente al incremento en el transporte de crudos, como se observa en las siguientes gráficas:

GRÁFICA 14. VOLUMEN PROMEDIO DÍA TRANSPORTADO
Enero 1° a mayo 31 2010 / 2011



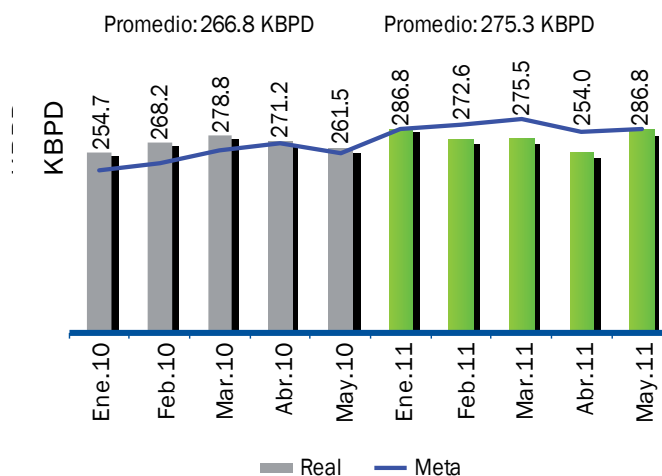
Fuente: Ecopetrol S.A.

GRÁFICA 15. VOLUMEN CRUDOS
Enero 1° a mayo 31 2010 / 2011



Fuente: Ecopetrol S.A.

GRÁFICA 16. VOLUMEN REFINADOS
Enero 1° a mayo 31 2010 / 2011



Fuente: Ecopetrol S.A.

5.2 Capacidad de almacenamiento

La red de transporte cuenta con una capacidad nominal de almacenamiento total de 19 millones de barriles para crudos y seis millones de barriles para productos refinados.

6. REFINACIÓN y petroquímica

Respecto al año 2010, en el negocio de refinación y petroquímica se destaca la puesta en operación de las nuevas unidades de hidrotratamiento de diesel y gasolina con el fin de satisfacer las regulaciones ambientales para combustibles, mediante la reducción del contenido de azufre y cumplir con el compromiso de entregar al país combustibles más limpios.

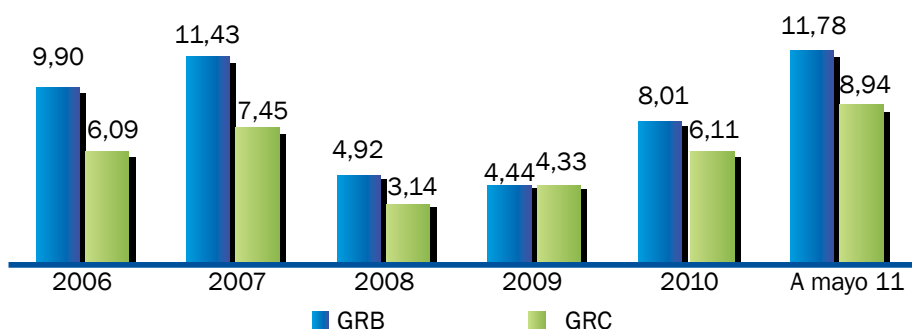
También se resalta la implementación de estrategias para el mejoramiento de la accidentalidad, seguridad de procesos y recuperación de la confiabilidad de las instalaciones, así como la optimización de 31 MUS\$ en los costos de nuestro proceso de mantenimiento y de los combustibles, entre otros, en la refinería de Barrancabermeja.

Adicionalmente, se destaca la gestión realizada por parte de la Gerencia Refinería de Cartagena para contribuir al éxito del Plan Maestro de Desarrollo de Cartagena, participando activamente con personal de operaciones, ingeniería de proceso y de mantenimiento, en la revisión conjunta de diseños y talleres HAZOP de las futuras unidades de proceso que se construirían en la refinería.

El Tablero Balanceado de Gestión, TBG, del negocio de refinación y petroquímica a mayo del 2011 alcanza un cumplimiento del 91%, apalancado principalmente por los resultados del Ebitda Operativo de 160,7 millardos, el cumplimiento de los costos, la confiabilidad de las refinerías, y el cumplimiento de la ejecución de los proyectos, un poco impactado por los resultados de accidentalidad.

6.1 Margen Bruto de Refinación

GRÁFICA 17. MARGEN BRUTO
(US\$ / BL)



Fuente: Ecopetrol S.A.

El margen bruto a precios reales del negocio fue de 7,55 U\$/BL, mostrando un cumplimiento del 106%, resultado apalancado por la maximización de la carga de crudos pesados en las dos refinerías y por el crack spread (diferenciales entre precios de productos refinados y crudo), el cual estuvo en promedio US\$1 por encima del presupuestado.

A mayo del 2011, el cumplimiento del negocio integrado es del 128%, apalancado principalmente por diferenciales de los productos refinados respecto al WTI muy superiores a los vistos durante el 2010 para el mismo periodo.

6.2 Cargas a refinerías

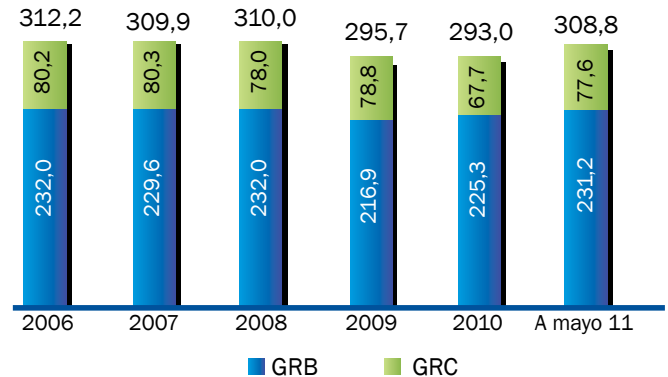
El cumplimiento volumétrico de las cargas de crudo para el negocio fue del 98% para el año 2010. El resultado de la refinería de Barrancabermeja fue impactado por el desplazamiento en la entrada en operación de algunas de las unidades del proyecto Hidrotratamiento de Combustibles, HDT; altos inventarios de Fuel Oil en los últimos meses del año, consecuencia de la ola invernal que afectó el transporte por el río Magdalena y por carrotaques; los resultados de la refinería de Cartagena fueron afectados por la mayor duración de la parada programada para mantenimiento mayor de la Unidad Crudo y la parada no programada de la Unidad de Cracking, que requirió un mantenimiento menor.

A mayo de 2011 el cumplimiento acumulado es del 100%, respondiendo a la planeación operativa de toda la cadena de suministro de la empresa y la optimización económica del negocio.

6.3 Factor de Utilización y Confiabilidad

Durante el año 2010, el resultado del factor de utilización fue de 80,8%, apalancado en el resultado de la refinería de Barrancabermeja, que presenta un mejor resultado frente al año 2009, principalmente por mayor carga crudo y la puesta en marcha de las unidades de los proyectos de Hidrotratamiento de Combustibles, HDT. En la refinería de Cartagena los resultados se impactaron frente al del año 2009 por la parada de mantenimiento mayor en la Unidad de Crudo y en la Viscosreductora en octubre y la parada técnica de la Unidad de Cracking.

GRÁFICA 18. CARGAS DE CRUDO (KBDC)

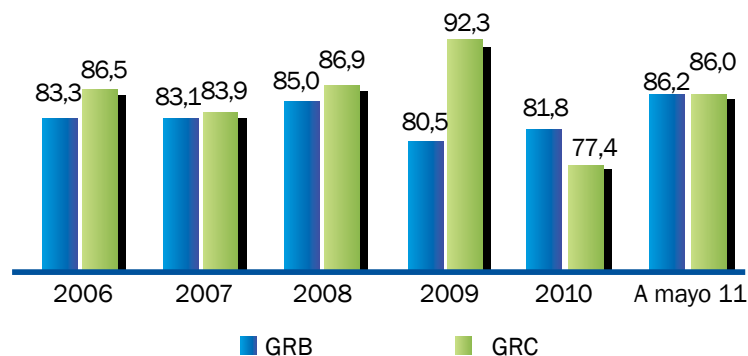


Fuente: Ecopetrol S.A.

La confiabilidad operacional de la refinería de Barrancabermeja fue de un 93,27%, resultado impactado por los días de paradas no programadas y por algunas limitaciones en la carga en la Unidad de Polietileno. El resultado obtenido por la refinería de Cartagena alcanzó la meta propuesta del 95%, por la buena operación y disponibilidad mecánica de las plantas.

El reto principal continúa siendo el aseguramiento de la confiabilidad de equipos rotativos y estáticos durante las paradas de planta y la implementación del plan de integridad. Adicionalmente, continuar con el desarrollo de las competencias técnicas, organizacionales y de liderazgo de todo el personal de la Vicepresidencia. Al mes de mayo de 2011, la confiabilidad operacional del negocio alcanza un cumplimiento del 102%.

GRÁFICA 19. FACTOR DE UTILIZACIÓN (%)

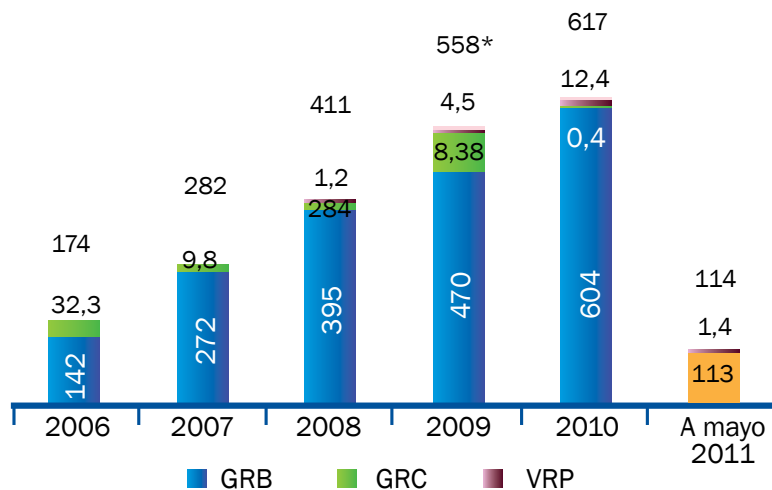


Fuente: Ecopetrol S.A.

6.4 Inversiones

Las inversiones directas en el año 2010 fueron de US\$616,7 millones (1.171 millardos de pesos), superiores en un 10% en dólares frente a las inversiones directas del año anterior. La mayoría de los proyectos que se ejecutan en la refinería de Cartagena son presupuesto de Reficar S.A.

GRÁFICA 20. INVERSIONES
(MUS\$ corrientes)



* No incluye 250 MUS\$ utilizado para comprar la participación de Glencore en Reficar.

La ejecución durante el 2011 ha sido principalmente en los proyectos de Plan Maestro de Servicios Industriales, PMSI; Control operacional consolidado, COC; y Modernización de Refinería de Barrancabermeja, PMRB.

6.5 Proyecto Modernización de Barrancabermeja

El objetivo de este proyecto es adecuar la refinería de Barrancabermeja para transformar crudos pesados en productos valiosos de mejor calidad, asegurando la rentabilidad y generación de valor a mediano y largo plazo en el negocio de refinación. Las inversiones estimadas, en esta fase actual del proyecto, suman MUS\$ 3.386 +/- 11%.

6.5.1 Principales avances realizados entre julio 21 2010 hasta el 31 de mayo 2011

- Terminación de la fase 3: definición del proyecto.
- Elaboración del Plan de Ejecución del Proyecto.
- Aprobación del Proyecto por parte de la Junta Directiva de Ecopetrol (13 de mayo 2011) con una inversión de 3.386 +/- 11% y 62 meses de plazo, con lo cual se autoriza el inicio de la realización de los contratos correspondientes, conforme a la estrategia de ejecución.

6.5.2 HSE

- Radicado el Plan de Manejo Ambiental ante Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma de Santander, CAS, para las actividades de preparación de sitio, construcción y montaje de unidades
- Trámite de los permisos de aprovechamiento forestal requeridos. Fecha estimada de obtención diciembre 2011.

6.5.3 Asuntos externos

- Diseño, estructuración y firma del Gran Acuerdo Social, Barrancabermeja 100 años, con los principales actores de la región.
- Diseño, estructuración y firma de los acuerdos del pilar de talento humano que incluye los temas de entrenamiento, productividad y empleo.
- Diseño del plan de capacitación y entrenamiento de la mano de obra requerida para la ejecución del proyecto.

6.5.4 Ingeniería

- 99% de la ingeniería básica extendida.

- 99% de la ingeniería detallada de la preparación de sitio.
- 75% de la ingeniería detallada de las nuevas instalaciones del puesto fluvial No. 31 de la Armada, el cual se relocalizará por encontrarse en las área del proyecto.
- Se inició la ingeniería detallada de las modificaciones de las unidades de crudo existentes.

6.5.5 Compras & contratación

- 95% términos de referencias del proceso de contratación para preparación de sitio.
- 80% términos de referencias del proceso de contratación para nuevas plantas.
- Definición y planeación de las compras de larga entrega.

6.5.6 Construcción

- Adquisición del 100% de áreas para las nuevas plantas, 94% de las áreas adicionales para campamentos y almacenamiento de equipos.
- Terminación de oficinas para el equipo de gerenciamiento del proyecto en Barrancabermeja.

6.6 Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena

El objetivo de este proyecto es incrementar de 80.000 a 165.000 barriles por día de capacidad, aumentar la conversión a productos valiosos del 74 al 95% y obtener combustibles con las más altas especificaciones de calidad internacionales a partir del procesamiento de crudos pesados; la refinería modernizada será una de las refinerías más modernas de América Latina.

6.6.1 Principales hitos o acciones realizados

- El 15 de junio de 2010, se dio inicio del Contrato EPC (Ingeniería detallada, Compras, Construcción) suscrito y formalizado con la firma Chicago Bridge and Iron, CB&I.
- El año 2010 cumplió exitosamente las metas de HSE (Salud, Seguridad y Medio ambiente). Se contabilizaron cero días perdidos por accidentes incapacitantes con exposición de 2,9 millones de horas hombre. A abril de 2011, el proyecto continúa cumpliendo las metas de accidentalidad.
- A finales del año 2010 se incluyó en la estrategia de

ejecución del proyecto la modularización de algunos *piperacks* de tubería y algunas partes de las unidades de proceso. Este trabajo se desarrolla en los talleres de CB&I en Beaumont, Texas. Con esta estrategia se espera disminuir en un 10% el uso de horas directas de campo para optimizar el proceso de construcción y minimizar el riesgo de accidentalidad así como el riesgo de reproceso por la falta de disponibilidad de mano de obra calificada.

- Para el 2010 se superó en 7% la meta de personas entrenadas, la cual era de 1.400 personas. Actualmente, en Cartagena continua el programa de capacitación y entrenamiento del personal requerido para la obra en convenio con CB&I, el SENA, y otras instituciones
- En enero de 2011 finalizaron los trabajos de adecuación del muelle que ya se está utilizando para el recibo de la carga ultrapesada con destino al Proyecto.
- En marzo de 2011 finalizaron los trabajos de adecuación del terreno, lo cual permitió el inicio total de las actividades de construcción tales como pilotaje, fundaciones, instalación de tubería enterrada para agua de enfriamiento.
- A mayo de 2011 el avance físico del proyecto es 32,6% versus el 34,4% planeado. La fecha acordada con CB&I para la finalización mecánica de las unidades de proceso es el 28 de febrero de 2013, lo cual permitirá iniciar simultáneamente las actividades de comisionamiento, arranque y estabilización de la refinería ampliada.
- A mayo de 2011 la ingeniería detallada del proyecto alcanzó un avance físico del 63%. Se incorporaron en la ingeniería de detalle los cambios en el proceso derivados de la adopción del caso de integración con la refinería de Barrancabermeja y la maximización de la producción de propileno, por lo tanto, la ingeniería detallada se estimó en forma preliminar una inversión de US\$115,0 millones; sin embargo, al terminar la ingeniería, a la cual se le incluyó un sistema de recuperación de energía que antes iba a la atmosfera, se concluyó con una inversión total de US\$216,5 millones, la cual tuvo como resultado económico, debido a mayores ingresos un mayor valor presente neto (VPN) de US\$109 millones. Con esto, el valor de la inversión del proyecto originalmente aprobado en 3.777 millones pasó a 3.993,5 millones de dólares. Estos cambios se encuentran en trámite ante las juntas directivas de Ecopetrol S.A. y de Reficar S.A.
- 43% de avance de compras a mayo de 2011. El 95% de los equipos ha sido comprado por un valor de 696 millones de dólares y se concentran los esfuerzos en la compra del material a granel (tuberías, accesorios, eléctricos, instrumentación, etc.). El 67% del valor pre-

supuestado para los materiales y equipos del Proyecto, incluyendo su logística, ha sido adjudicado a mayo de 2011

- A mayo de 2011 el avance físico de las actividades de construcción es de 3,9%, un nivel de lluvias durante el segundo semestre del año 2010, muy superior al promedio histórico de los últimos 30 años afectó considerablemente el avance de los trabajos.
- Se formalizó acuerdo con ACUACAR para dar inicio a los trabajos de la infraestructura necesaria para el suministro de agua cruda a la refinería ampliada.
- Se abrieron los procesos licitatorios para la adjudicación del suministro externo de oxígeno y nitrógenos y para la venta del petcoke (carbón de petróleo) que producirá la Unidad de Coker de la nueva refinería.
- En mayo de 2011 el EximBank y el Congreso de los Estados Unidos aprobaron la financiación del proyecto a través de crédito directo y crédito garantizado por valor de 2.843 millones de dólares.
- En el país se han adquirido \$753.013 millones en bienes y servicios, de los cuales el 63% ha sido adquirido en la Costa Caribe y el 37% en el resto del país.

7. SUMINISTRO y mercado

El año 2010 muestra un balance positivo en las ventas reflejado en un crecimiento volumétrico de 13% frente al 2009 y un destacado resultado en el índice de satisfacción a clientes (92%). Este crecimiento es el resultado de la identificación de nuevos mercados y la colocación oportuna de crudos en el mercado internacional. En el mercado nacional se destaca la coordinación que se viene desarrollando con los clientes para el cumplimiento de las nominaciones y contratos, y generando espacios con todos los segmentos de clientes para fortalecer las relaciones y visualizar oportunidades de crecimiento conjunto.

Asimismo, se resalta el comportamiento sobresaliente en las exportaciones con un record histórico en volumen promedio de 363 mil barriles día y en ingresos totales de 21.750 millardos de pesos, y un valor total en dólares de MMUS\$9.517; pero además, por la estrategia de comercialización enfocada a la diversificación geográfica de Crudo Castilla Blend hacia el Lejano Oriente, y de los crudos livia-

nos hacia Europa, al incremento de ventas a usuarios finales y en contratos de largo plazo, estos fueron los factores clave para los resultados obtenidos.

7.1 Satisfacción de clientes

El índice internacional Service Quality Index, recomendado por la firma externa Datexco-Company, establece que la excelencia en el servicio al cliente se logra con resultados sostenidos superiores al 78% de satisfacción en parámetros Top Two Boxes, es decir, teniendo en cuenta sólo calificaciones entre excelente y muy bueno. La meta para 2010 fue 89% y cerró con un índice del 92%.

La forma como se obtienen estos resultados, se deriva de la ejecución del Plan de Acción de Servicio al Cliente, que integra actividades de corto plazo que buscan mejorar los momentos de verdad, donde justamente uno de los principales insumos es la encuesta de satisfacción de clientes, y otras de mediano y largo plazo que se enfocan a brindar sostenibilidad y solidez en el gerenciamiento de relaciones con clientes.

7.2 Abastecimiento de combustibles, petroquímicos y productos industriales

Las ventas de combustibles líquidos derivados del petróleo y GLP al cierre del 2010, presentaron ingresos por COP 10.585 millardos y 186.800 BDC. En volumen se destacó un incremento del 7% con respecto al cierre de 2009, debido a unas mayores ventas de gasolina fósil en los últimos meses del año causadas por el desabastecimiento de etanol en todo el territorio nacional y al crecimiento en ventas de automóviles. Adicionalmente, gracias al aumento de frecuencias e ingreso de nuevas aerolíneas al país permitió un crecimiento en ventas de 17% de Jet A-1 frente al año 2009.

Las ventas de diesel extra pasaron de 18.000 BDC en 2009 a 26.000 BDC en 2010, logrando el abastecimiento de diesel con las nuevas especificaciones de contenido de azufre con promedio de 28 ppm en Bogotá a partir del primero de enero de 2010 y de 26 ppm en Medellín a partir del primero de julio de 2010, 341 ppm en el resto del país.

En gasolinas (motor y extra) hubo un incremento de 5,7% afectado por el crecimiento de la industria automotriz en el año 2011. En ACEM el incremento de 11.000 BDC, se presentó debido a la entrada de ACEM a Medellín y su área metropolitana.

Las ventas de GLP, Gas Licuado del Petróleo, presentaron una disminución de 1.300 BDC frente al año 2010 debido a las menores entregas por parte de la refinería de Barranquermeja y a la ola invernal de fin de año.

Por otro lado, el acumulado a mayo 2011 representa unos ingresos de \$ 7.470 millardos (3,2 millardos más que en 2010) y un volumen de ventas acumulado de 192.000 BDC, lo que representa en volumen un aumento del 2,7% frente al mismo periodo de 2010, observándose que tanto en gasolinas como en destilados medios se presentaron crecimientos importantes.

Para el caso de las gasolinas (motor y extra) se obtuvo un incremento de 6% (3.500 BDC), frente al acumulado a mayo de 2010, afectado por el crecimiento de la industria automotriz en el año 2011. En el caso del ACEM el incremento fue de 54% (11.000 BDC), frente al acumulado a mayo de 2010, debido a la entrada de ACEM a Medellín y su área metropolitana.

7.3 Calidad de combustibles

7.3.1 Diesel

En el año 2010 Ecopetrol S.A. realizó importantes esfuerzos para continuar mejorando la calidad de los combustibles que distribuye en Colombia, que se vieron reflejados en la calidad del diesel distribuido; para la ciudad de Bogotá, y a partir del 1° de enero de 2010, se empezó a distribuir diesel

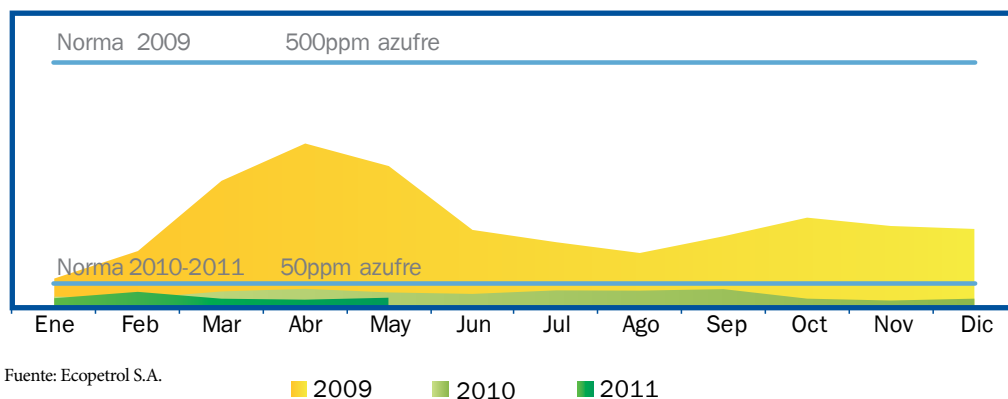
de 50 partes por millón, ppm, de azufre, y a los Sistemas Integrados de Transporte Masivo en todo el país, este diesel se conoce como diesel limpio. En el resto del país, se hizo una reducción del más del 90% en el contenido de azufre en el diesel, pasando de 2.500 partes por millón, ppm, de azufre en 2009, a 500 partes por millón, ppm, de azufre a partir del 1° de enero de 2010.

En el mismo sentido, a partir del 1° de julio de 2010 se empezó a distribuir en Medellín y su Área Metropolitana del Valle de Aburrá, AMVA, diesel de 50 partes por millón, ppm, de azufre. Para la entrada del diesel limpio en las ciudades de Bogotá y Medellín se realizó una campaña de lanzamiento en las diferentes estaciones de servicio, con el objetivo principal de informar a la ciudadanía acerca del nuevo diesel distribuido, esta campaña estuvo acompañada de divulgación en medios masivos de comunicación.

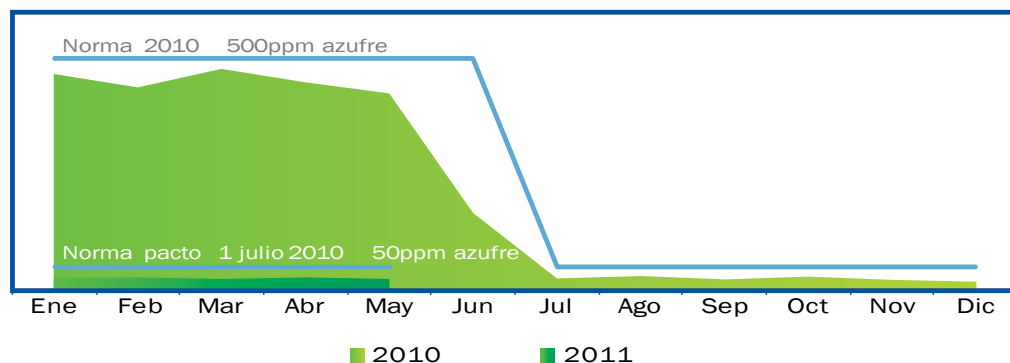
7.3.2 Gasolina

A partir del 1° de enero de 2011, Ecopetrol S.A. empezó a distribuir en todo el territorio nacional gasolina de menos de 300 partes por millón de azufre, ppm, mejorando la calidad que se venía entregando en años anteriores, la cual era de 1.000 partes por millón de azufre, ppm.

GRÁFICA 21.
CONTENIDO DE AZUFRE EN EL DIESEL EN BOGOTÁ
A mayo 31 de 2011



GRÁFICA 22.
CONTENIDO DE AZUFRE EN EL DIESEL EN MEDELLÍN Y AMVA
A mayo 31 de 2011



En productos petroquímicos e industriales, se dio inicio a un nuevo esquema de importación y venta en el mercado nacional de nuevas resinas de polietileno que complementan el actual portafolio de Ecopetrol y garantizan el suministro oportuno de materias primas a nuestros clientes.

Este nuevo modelo de negocio se ve como el inicio del Plan de Crecimiento Petroquímico desde la perspectiva comercial y de mercado, que busca la venta de este tipo de productos en los mercados más atractivos de Latinoamérica. Adicionalmente, se trabajó en la formación y consolidación de canales naturales de comercialización para asfalto, azufre, polietileno, disolventes aromáticos y alifáticos, así como parafinas.

7.3.3 Aromáticos y alifáticos

Se logró profesionalizar la fuerza de ventas del canal de disolventes y la certificación ISO 9001:2008 para los siete clientes que hacen parte del canal de distribución. De la misma manera, se logró que dichas compañías contaran con la infraestructura de almacenamiento requerida para soportar el negocio. Las ventas estuvieron apoyadas por la maximización de las exportaciones de Tolueno y Xileno.

7.3.4 Asfalto

Se realizaron algunas exportaciones a Chile y República Dominicana.

7.3.5 Propileno

Las entregas a Propilco fueron apoyadas por la entrada de dos balsas de transporte en funcionamiento.

7.3.6 Parafinas

Se obtuvo un crecimiento del 1% en volumen, ayudado por la suscripción de los contratos del mercado nacional, a partir de octubre del 2010 y en julio del 2010 para el mercado de exportación.

7.3.7 Bases lubricantes

Se obtuvo un crecimiento en volumen del 1% y en ingresos del 11% apalancado en las exportaciones a Ecuador, USA y Centroamérica.

7.3.8 Polietileno

Se utilizó nuevamente el manejo de los clientes a través de contratos, fortaleciendo el canal de distribución.

Durante los primeros cinco meses del año 2011, se ha logrado un aumento del 6% sobre lo vendido durante los primeros cinco meses del año 2010. Dicho porcentaje, está apa-

lancado en las importaciones de lubricantes y polietileno; además, por las mayores ventas de asfalto y disolventes (tanto aromáticos y alifáticos), y por último de la producción de propileno, que a mayo de 2011 tiene 55,572 TM que ayudan en gran medida dicho incremento.

Además, se presenta 35% mayores ingresos, lo que equivale a COP184 millones. A pesar de estos cumplimientos, cabe resaltar que se han presentado varios problemas que han afectado las ventas, tales como problemas con la malla vial por el fuerte invierno en los primeros meses del año.



7.4 Comercio internacional

- El año 2010 fue record histórico en volumen y en valor de las exportaciones, 132 millones de barriles y 9.517 millones de dólares. En cuanto al volumen, el anterior récord volumétrico se registró en 1999, cuando se exportaron 127 millones de barriles. En cuanto a valor, el anterior récord se presentó en 2008, cuando el ingreso ascendió a 7.062 millones de dólares.
- El 2010 se caracterizó por un repunte en las exportaciones de Crudo Castilla Blend (91 millones de barriles) que representaron 6.395 millones de dólares de ingresos, equivalentes al 67% de los ingresos por exportaciones de la empresa, adicionalmente, se incrementó el volumen de las exportaciones entregadas en las instalaciones de los clientes mediante buques fletados por Ecopetrol, representando una mejor realización de las ventas al exterior y generando una mayor flexibilidad y confiabilidad a nuestros clientes.
- El volumen de las importaciones fue 22 KBDC, superior frente a lo importado en 2009. Se importaron volúmenes por 53,5 mil barriles día de productos, principalmente diesel, para cumplir con los nuevos requerimientos de nivel de azufre en el diesel en el país y naftas y gasolina natural para permitir la dilución de la producción de crudos pesados. En estas compras se trabajó la estrategia de adquisición de compañías productoras directamente.
- Frente a año 2009, las exportaciones se incrementaron en 83 KBDC, debido a los incrementos en exportación de crudos Castilla Blend, Caño Limón y South Blend que han crecido 65%, 15 y 10 KBDC respectivamente, superando las disminuciones de Vasconia de 9 KBDC, el cual ha sido cargado a la refinería de Barrancabermeja para liberar para exportación Crudo Caño Limón, de mayor valor, hacia el mercado internacional.
- En lo referente a ingresos por exportaciones, frente al año 2009 se incrementaron los ingresos por valor de 3.835 millones de dólares debido a un incremento del promedio WTI para el año en 18 USD/BL y también porque la canasta exportadora se ha incrementado en 16,2 dólares por barril.
- La proporción de la participación en las exportaciones de crudo a los países del Lejano Oriente, China e India, se mantuvo similar al año anterior a pesar del incremento en volúmenes. En lo que va corrido del año 2011 (corte 31 de mayo), en lo referente a las exportaciones, los resultados de ingresos 42% y volúmenes exportados se han incrementado 22% frente al mismo periodo de 2010. El valor de las exportaciones en el acumulado 2011 excede en 2.663 millones de dólares al acumulado

2010 debido al mayor precio de la canasta exportadora (+24,98 USD/BL), influido por el mayor precio del WTI (+19,76 USD\$/B) y por el mayor volumen exportado (+96,200 BD) debido principalmente por la mayor producción y evacuación de Crudo Castilla Blend (+82.600 BDC).

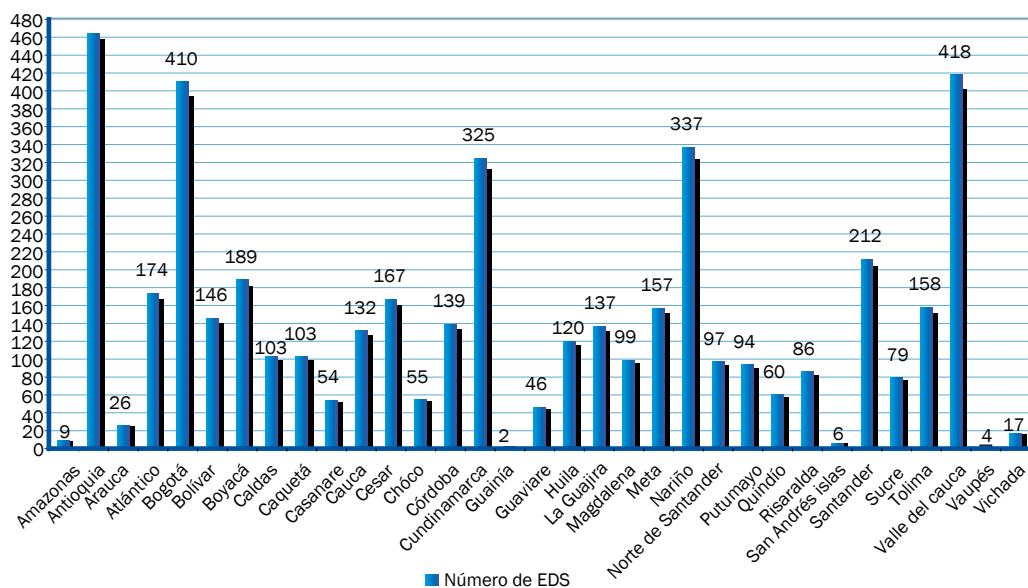
- Con respecto a las importaciones, en lo que va corrido del año, frente al mismo periodo del año 2010, el valor de las mismas creció en 236 millones de dólares, debido a mayores volúmenes de nafta diluyente para el crudo pesado (+12,7KBD), a los volúmenes de Gasolina Ron 95 (+1,3KBD) y de Jet Fuel (1,4KBDC) adquiridos para cumplir con compromisos internacionales a los volúmenes de propano y Gasolina Ron 91 importados por problemas derivados por la ola invernal. El volumen de ULSD (diesel con bajo contenido de azufre) ha disminuido en el periodo en 12,5 KBD, pero su precio ha sido 36,5 USD/BL mayor por la fortaleza de los precios internacionales de los destilados medios.
- A partir del mes de abril de 2011 se están entregando exportaciones preciaadas con el Índice de Referencia Brent, el cual se encuentra más fuerte que el índice estadounidense WTI.

8. TEMAS regulatorios y legales

8.1 Agentes de la cadena de distribución de combustibles

Después de cinco años de haberse expedido el Decreto 4299 de 2005, con satisfacción, el Ministerio de Minas y Energía puede certificar que se cuenta con 4.660 estaciones de servicio automotriz certificadas, además de 18 distribuidores mayoristas con 56 plantas de abastecimiento alrededor del territorio nacional, 153 comercializadores industriales, 62 estaciones de servicio de aviación, 50 estaciones de servicio marítimas, 14 refinerías, 7 productores de alcohol carburante y 7 productores de biodiesel, lo cual refleja el interés que despertó en los agentes de la cadena el cumplir con la normatividad en mención y que le apuntan a la seguridad industrial y a la preservación del medio ambiente en la distribución de combustibles en el país.

GRÁFICA 23. NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO POR DEPARTAMENTO



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Debemos reconocer que no ha sido un proceso fácil, pero que hoy la gran mayoría ha entendido su importancia y avanzaron en su cumplimiento, que sin lugar a dudas les permite un mejor servicio frente a sus clientes, en particular en un negocio que cada día es más competido. En general, los agentes han entendido que sin estándares de seguridad no hay clientes y como tal no hay negocio.

8.2 Sistema de Información de Combustibles, SICOM

Desde noviembre 17 de 2009 se encuentra en operación el sistema de información que integra las actividades de todos los agentes que conforman la cadena de distribución de combustibles, SICOM, el cual fue creado a través del artículo 61 de la Ley 1151 de 2007 (Plan Nacional de Desarrollo) y reglamentado a través de la Resolución 18 2113 del 21 de diciembre de 2007.

8.2.1 Logros del SICOM

- Integrar a los agentes de la cadena de distribución de combustibles a nivel nacional en un solo sistema de información.
- Organizar, controlar y sistematizar la comercialización, distribución, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, alcohol carburante y biodiesel.
- Reducir las prácticas comerciales irregulares de los agentes (Ej. dumping), permitiendo controlar la legalidad

de los mismos, fortalecer la competencia en el sector y que prima por el cumplimiento de las relaciones contractuales entre los agentes.

- Proporcionar información confiable y en línea de la oferta y la demanda de combustibles.
- Generar reportes, balances volumétricos, estadísticas e información relevante para el sector.
- Todo agente de la cadena está identificado de forma única con un código SICOM.
- La ubicación física del agente queda plenamente establecida, incluyendo departamento, municipio y dirección.
- Se tiene diferenciado el propietario del arrendador de cada estación de servicio y su responsabilidad respecto a la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.
- Cada instalación física autorizada por el Ministerio de Minas y Energía tiene un código SICOM y es la culminación de que esa instalación cumplió con todos los requisitos exigidos por la ley para comercializar combustibles.
- Los productos que se comercializan están identificados de una forma única, y el SICOM sólo le permite a un agente distribuir los combustibles autorizados, de

acuerdo con el tipo de agente, la normatividad y su capacidad técnica de almacenamiento.

- El agente vendedor tiene identificado con el código SICOM a quien le está realmente entregando el combustible.
- Se controla que todos los agentes cumplan con la normatividad vigente, como es tener las pólizas al día, vehículos en buen estado y funcionando, de acuerdo con lo que fue autorizado, tener al día los certificados de conformidad, que cumplan con su declaración de la información mensual y demás documentos que son exigidos por la normatividad.

Al agente, cuando está próximo su vencimiento, se le avisa con anterioridad a través del SICOM y si no cumple se le bloquea y no se le permite comprar combustible en el territorio nacional hasta que esté al día con el requisito.

8.3 Reglamento técnico aplicable a los agentes

El Ministerio de Minas y Energía ha venido trabajando en un proyecto de resolución para expedir el reglamento técnico aplicable a las estaciones de servicio, automotrices, marítimas, fluviales y de aviación, plantas de abastecimiento e instalación del gran consumidor con instalación fija, que almacenen y manejen combustibles líquidos.

Este reglamento tiene por objeto prevenir riesgos que puedan afectar la seguridad, la vida, la salud y el medio ambiente por la operación en las instalaciones que almacenan combustibles líquidos derivados del petróleo y en muchos de los casos precisar requisitos que hoy no son claros o que dificultan la prestación del servicio por parte de los diferentes agentes, y sobre todo que sean aplicables hacia el futuro, dando el tiempo suficiente para que los agentes se adecuen a los mismos y con el compromiso del gobierno de remunerar las inversiones asociadas.

En general, el reglamento daría un tiempo de 10 años para que los agentes existentes, de no hacer ningún cambio en sus instalaciones, se acogieran al mismo.

En el caso de agentes que hagan cambios, en lo pertinente se deberán acoger, señalando que el reglamento en lo fundamental no cambia mucho frente a las condiciones actuales y que el mismo busca hacer énfasis en disponer de instalaciones que permitan hacer uso de los mejores combustibles que el país hoy dispone y que exigen unos mayores estándares en el manejo de los mismos, y en especial, en temas como el control de humedad, limpieza y mantenimiento de tanques, líneas y demás equipos, materiales compatibles y

tipo de pruebas a desarrollar con el fin de garantizar la hermeticidad de los sistemas y evitar al máximo la contaminación o alteración de los productos almacenados para ser distribuidos.

8.4 Política de precios de los combustibles

En el período comprendido entre julio del 2010 y junio del presente año, el Gobierno Nacional dio continuidad a la política de precios de los combustibles asociada a los costos de oportunidad de los mismos y avanzó en el proceso de desmonte de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos (gasolina corriente y ACPM), con el propósito de incentivar la competencia y la inversión en la industria de refinación e importación de estos combustibles, lo cual permitirá asegurar el abastecimiento de dichos energéticos en el mediano plazo.

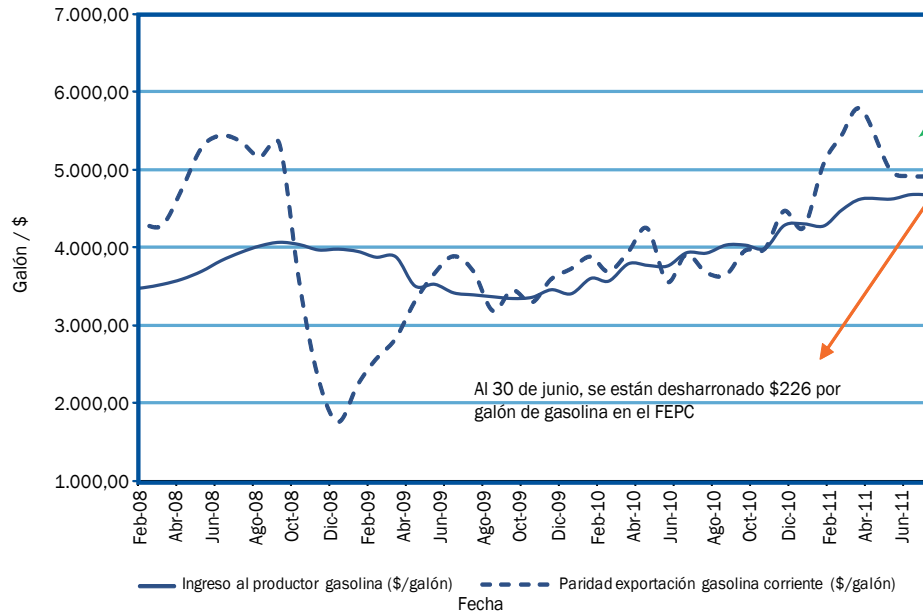
En dicha línea, es importante reiterar que en concordancia con la Ley 1151 de 2007, el Gobierno Nacional estableció a partir del 2009 el Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles, FEPC, con el objeto de mitigar el impacto de la volatilidad de los precios externos del petróleo en el precio interno del combustible y de esta forma beneficiar al consumidor final con precios más estables para la gasolina corriente y el diesel.

Gracias a la capitalización inicial realizada en el FEPC, por US\$187 millones, provenientes del 10% de los recursos que tenía Ecopetrol en el Fondo de Estabilización Petrolera, FAEP y por los ahorros realizados en este fondo por parte de los usuarios entre enero y abril de 2009, estos se pudieron beneficiar con unos precios estables en los combustibles, a pesar del incremento sostenido en el mercado internacional desde mayo de ese año.

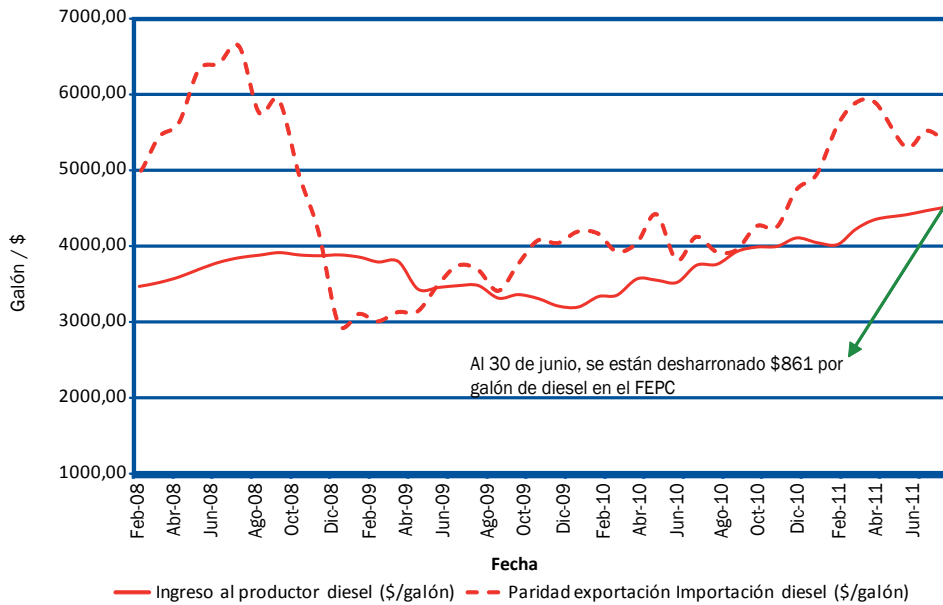
Sin embargo, considerando que los subsidios aún restantes en los combustibles, especialmente en el diesel, ya no son cubiertos con recursos del Presupuesto General de la Nación, y que en el mercado internacional se han presentado precios altos para el petróleo y sus derivados y una tendencia creciente en los mismos, durante el último semestre el Gobierno Nacional ha tenido que realizar incrementos en los precios de los combustibles con el objeto de minimizar el déficit de los recursos del FEPC, que se sitúa en \$1,2 billones de pesos, aproximadamente, al mes de mayo de 2011.

Cabe señalar que, adicional al esfuerzo realizado y con el fin de evitar un impacto fuerte sobre los consumidores finales, el Ministerio de Minas y Energía, en especial en los últimos meses, ha tenido que intervenir los precios de los combustibles y no trasladar la totalidad de la variación de los precios internacionales del petróleo y sus derivados a los consumidores finales.

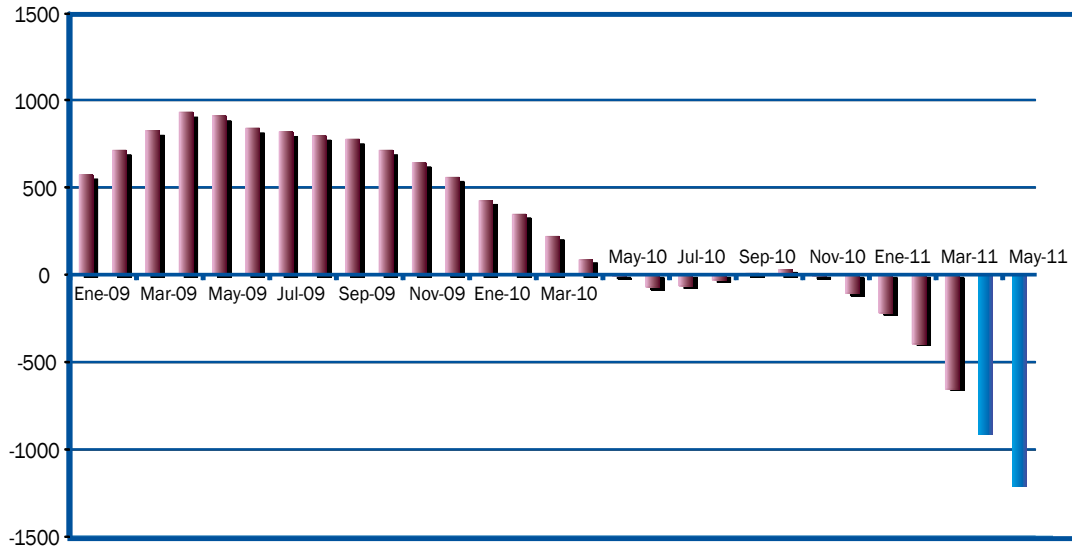
GRÁFICA 24. EVOLUCIÓN PRECIO DE LA GASOLINA
 \$/Galón - mensual
 Febrero 2008 a junio de 2011



GRÁFICA 25. EVOLUCIÓN PRECIO DEL ACPM
 \$/Galón - mensual,
 Febrero 2008 a junio de 2011



GRÁFICA 26. FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES
En miles de millones de pesos - \$MM



Ahora bien, teniendo en cuenta el déficit que presenta el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC, la política de precios de los combustibles tiene unos retos importantes, entre los que se encuentran:

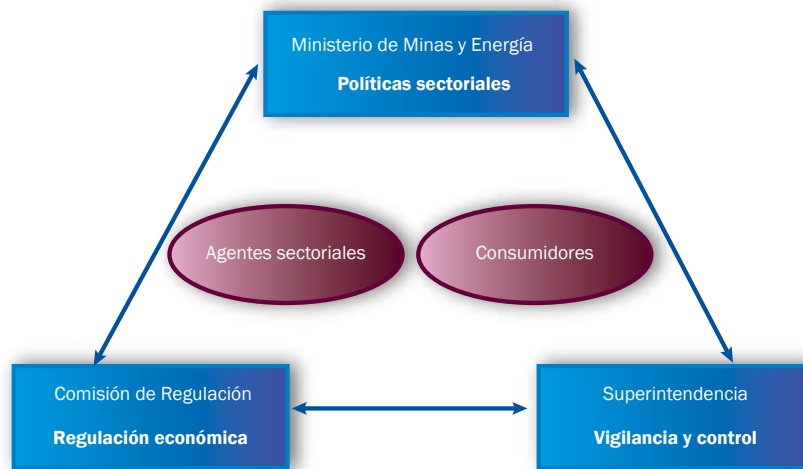
- Poner en funcionamiento diferentes alternativas para financiar el funcionamiento del FEPC, sin perder el norte de la política de precios. Este tema incluye:
 - Impuestos que se puedan manejar flexiblemente frente a precios internacionales altos de más de US\$90 dólares por barril.
 - Utilizar parte de las ganancias extraordinarias por precios altos de la ANH.
 - Utilizar parte de los ingresos que reciba la Nación de Ecopetrol S.A en escenarios de precios altos de más de US\$90 dólares por barril.
 - Revisar las referencias para el precio de cálculo de la sobretasa y el IVA con miras a minimizar la carga tributaria de los combustibles, revisando el impacto sobre las entidades territoriales. Estimado en \$800 mil millones de pesos por año.
- Señalar beneficios al diesel focalizadamente y no a la gasolina que llega a los colombianos de mejores posibilidades. Adicionalmente, con dicha política se preveniría beneficiar a la industria y/o al sector petrolero y minero, que son unos de los mayores demandantes y usuarios del diesel en la actualidad en el país.

8.5 Consolidación de la estructura institucional en materia de combustibles

Con el objeto de consolidar aún más las funciones de política sectorial y de regulación económica, el Ministerio de Minas y Energía estudia y analiza la posibilidad de independizar esta última función, con el objetivo de especializarse en materia de formulación de políticas sectoriales, dejando que otra institución realice las labores de regulación en materia de precios y de profundización de la competencia en las actividades relacionadas con la refinación, suministro, producción y distribución de combustibles derivados del petróleo, gas vehicular y biocombustibles.



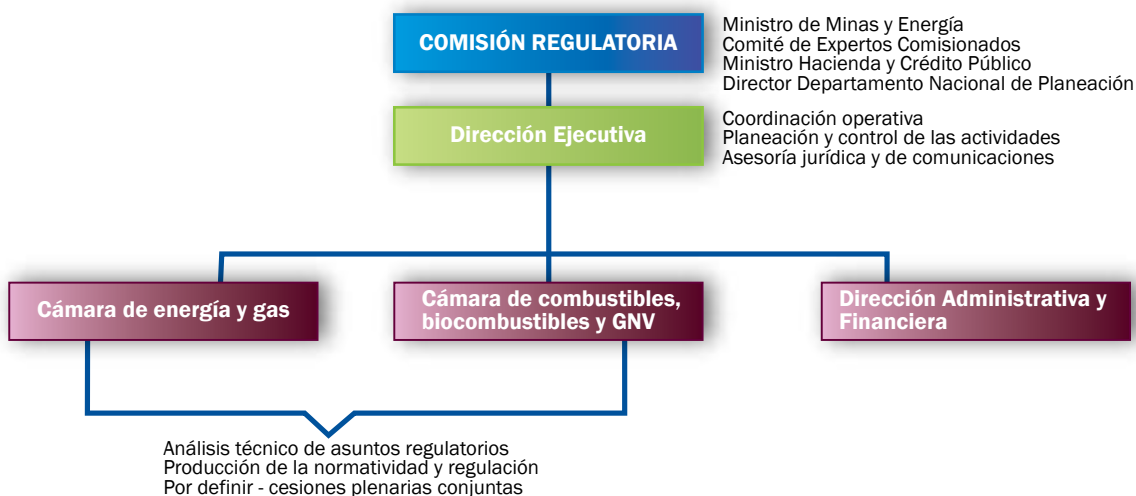
GRÁFICA 27. REESTRUCTURACIÓN SECTORIAL



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Dicha labor será realizada a través de una cámara independiente en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, que pasará a ser una comisión con un mayor alcance, cubriendo no sólo los tradicionales servicios públicos domiciliarios de energía y gas, sino que tendrá a su cargo los servicios públicos de distribución de combustibles líquidos, gas natural vehicular y biocombustibles, tal como se muestra en la gráfica siguiente:

GRÁFICA 28. ESQUEMA PRELIMINAR COMISIÓN DE REGULACIÓN DE LOS SECTORES DE ENERGÍA Y GAS, Y DE COMBUSTIBLES



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Las labores de regulación deberán ser complementadas por una función independiente y centralizada de supervisión, control y vigilancia, en cabeza de la Superintendencia de Industria y Comercio, cuyo funcionamiento coadyuvará a garantizar el cumplimiento por parte de los agentes de la regulación establecida y permitirá lograr una mayor especialización en las labores a desarrollar y evitar lo que sucede

hoy, que dichas funciones se encuentran dispersas en un sin número de entidades.

Esta idea sobre el nuevo esquema institucional para el Ministerio de Minas y Energía implicará algunos procesos graduales y de transición, y se espera que a finales de este año y en el marco de lo señalado en el Plan Nacional de Desarrollo

y en la Ley de Facultades, recientemente expedida, se tenga consolidada dicha nueva institucionalidad.

Cabe resaltar que este cambio institucional significará que todos los agentes de la cadena de los combustibles y biocombustibles, deberán continuar el camino de profesionalización y especialización que han venido recorriendo. Por lo tanto, el sector en general, tiene el reto de seguir consolidándose como un sector competitivo y moderno y presto a satisfacer los requerimientos del país y del mundo en esta materia.

9. BIOCOMBUSTIBLES

La producción y masificación del uso de los biocombustibles tiene varios objetivos y se fundamenta en la necesidad de garantizar el abastecimiento energético de los países, disminuir su dependencia de los combustibles fósiles, adicional a los beneficios sociales, ambientales y económicos que se pueden obtener con la generación de empleos permanentes, el fortalecimiento del sector agrícola y de las economías regionales, el desarrollo agroindustrial, el mejoramiento de la calidad del aire que respiramos y la sustitución de cultivos ilícitos, entre otros beneficios.

El Gobierno Nacional reitera su compromiso en el sentido de mantener un desarrollo sostenible y, principalmente, bajo la filosofía de tener un programa diferenciador a los que se adelantan en otros países, por cuanto el nuestro se basa en un empleo de calidad, en la optimización del uso de la tierra y teniendo como prioridad la sostenibilidad alimentaria de los colombianos, sin afectar nuestras selvas y bosques, las cuales se consideran nuestro principal tesoro.

Mantener esta condición y enriquecer nuestra canasta minera energética es fundamental para la estabilidad macroeconómica del país, la competitividad del aparato productivo, ampliar los servicios a la población y la garantía de bienestar para las futuras generaciones de la Nación, para lo cual se seguirán estudiando e implementando aquellas acciones que permitan seguir construyendo un país grande, con la plena convicción de la importancia de la confianza inversionista y por el sendero del crecimiento económico.

El sector de los biocombustibles ha logrado consolidarse en Colombia como confiable y atractivo para inversionistas de todo el mundo, pero aún debemos afrontar algunos retos.

Los objetivos específicos de la política, en el tema de biocombustibles se centran en los siguientes aspectos:

- Consolidación programa de mezclas de biocombustibles: 2012 etanol – biodiesel 10% y a partir del 2013 aumento de mezclas.
- Emisión del Reglamento Técnico para el Transporte de Etanol (2012).
- Ajuste a la reglamentación de calidad del diesel y expedición de la reglamentación diesel renovable, el nuevo biocombustible que se empieza a utilizar en el mundo desarrollado y con el que Colombia sería uno de los primeros en implementarlo en los países en desarrollo.
- Reglamento técnico de la guía de las buenas prácticas para el manejo de biodiesel y las mezclas diesel-biodiesel.
- Estudio para la evaluación del ciclo de vida de la cadena de producción de biocombustibles en Colombia. Proyecto que se viene desarrollando a través del convenio que el MME firmó con el BID en el año 2008. Su terminación y entrega de informe con resultados esta programado para agosto de este año.
- Estudio de mercado de biocombustibles y conjunto de herramientas para su exportación. Aquí se busca abrir nuevos mercados que permitan estructurar proyectos que generen mayor bienestar en las áreas rurales.
- Estructuración de un programa de aseguramiento y control de calidad (QA/QC) de los biocombustibles y sus mezclas con combustibles fósiles, que garanticen su calidad en todos los puntos de transferencia de los productos.

Para el caso colombiano, los programas de biocombustibles se fundamentan en la necesidad de la generación de empleo en las zonas rurales, el fortalecimiento del sector agrícola y de las economías regionales, el desarrollo agroindustrial y la sustitución de cultivos ilícitos, principalmente. Este asunto también está ligado estrechamente con la garantía del abastecimiento energético del país, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, la mitigación del calentamiento global por reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y el mejoramiento de la calidad del aire que respiramos en nuestras grandes ciudades, deteriorada por la excesiva contaminación generada por las fuentes fijas y móviles.

De esta forma, la política de biocombustibles se convierte en la alternativa para la generación de una verdadera revolución social en materia de empleo y desarrollo rural en el país.

Desde el punto de vista ambiental, una de las principales ventajas de los biocombustibles es su capacidad de reducir

la emisión de gases de efecto invernadero, ya que el CO2 generado al usarlos en procesos de combustión, posteriormente es absorbido en los cultivos donde se producen las materias primas en el proceso de fotosíntesis, cerrando un ciclo que evita la acumulación de este GEI en la atmósfera, que es lo que está ocasionando el incremento de la temperatura a nivel global y generando los problemas que está enfrentando hoy en día la humanidad por los cambios climáticos que esto genera.

Además, por provenir de una fuente renovable (plantas y animales), los biocombustibles son biodegradados rápidamente en caso de acumulaciones en fuentes de agua o suelos, ocasionados por derrames accidentales u otras circunstancias fuera del control (atentados y hurtos, entre otros).

Ahora, desde el punto de vista de la reducción de GEI, los biodiesel producidos de aceite de palma y del etanol de caña de azúcar son los que mayores potenciales de reducción presentan, por lo cual los programas de biocombustibles colombianos pueden tener un especial atractivo para los inversionistas o los posibles clientes en el mercado internacional.

9.1 Alcohol carburante

El Gobierno Nacional, desde el Ministerio de Minas y Energía, ha dado continuidad a la política de mezclas de biocombustibles y combustibles de origen fósil. Para el caso del etanol, el país tiene, a partir del 1° de julio del año 2011, una mezcla del 10% de alcohol carburante con las gasolinas en el sur (Tolima, Huila, Caquetá y Quindío) y una mezcla de alcohol del 8% en el resto del país (E8), sin incluir zonas de frontera, por sus características especiales de mercado.

9.1.1 Nuevos proyectos para la construcción de plantas de etanol

Actualmente hay dos nuevos proyectos para la construcción de plantas de etanol. La primera entra en operación en el 2013 y el proyecto es realizado por el Grupo Empresarial Merhav.

UBICACIÓN:

Pivijai – Magdalena.

CAPACIDAD ESTIMADA:

376.000 litros/día de etanol anhidro de caña de azúcar. Cogeneración a partir de bagazo y venta de energía excedentaria.

ENTRADA EN OPERACIÓN:

2013. Capacidad total 2014 (112 millones de litros)

ÁREA POR DESARROLLAR:

10.000 hectáreas - 300 días de Zafra.

Riego por goteo subterráneo con fertirrigación.

Selección de variedades de caña a cargo de Cenicafé.

Análisis de diferentes sistemas de cultivo.

Cosecha mecanizada.

Terrenos sin destinación para cultivo de alimentos.

El proyecto no tendrá proveedores externos de caña.

INVERSIÓN ESTIMADA:

US\$350 millones.

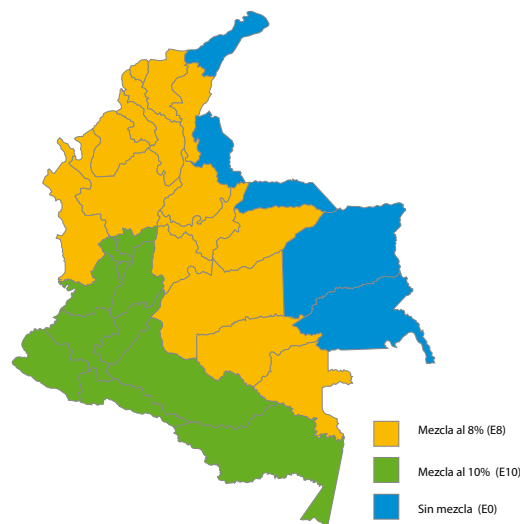
GENERACIÓN EMPLEO:

1.000 – 1.200 directos.

6.000 indirectos.

El segundo proyecto es el de BioEnergy S.A. El cual está siendo promocionado por una sociedad en la que Ecopetrol participa con un 80,2% desde octubre de 2008. La planta estará localizada en los Llanos Orientales, entre Puerto López y Puerto Gaitán. Su capacidad instalada de producción será de 350.000 litros por día.

GRÁFICA 29. PORCENTAJE DE MEZCLA DE ETANOL



La planta será autónoma (es decir, no estará integrada a ningún ingenio azucarero), y aunque la tecnología aún no ha sido seleccionada, en la parte agrícola se utilizará tecnología brasileña, ya que se contará con expertos brasileños de manera permanente para el desarrollo agrícola. La planta generará entre 50 y 60 empleos.

A diferencia de otros proyectos, en los cuales sus promotores tienen dificultad para lograr los cierres financieros, en el caso de BioEnergy la presencia de Ecopetrol garantiza la obtención de los recursos necesarios, principalmente por su capacidad para desarrollar el proyecto.

Hoy se tienen en operación un total de seis plantas productoras de etanol, con una capacidad de producción de

1.150.000 litros por día, sin contar el proyecto de Grupo PetroTesting Colombia (GPC), un total de 36.634 hectáreas sembradas y la generación de 6.949 empleos directos, es decir, cerca de 35.000 colombianos que tienen su sostenibilidad en dicho sector.

Con los nuevos proyectos y las expansiones que se pueden hacer de los actuales, se podría llegar a tener un mercado de gasolinas donde el etanol participaría con un margen del 15% al 20% del volumen demandado. El Gobierno está analizando la mejor forma de colocar en el mercado interno esta producción de etanol, sin restringir el desarrollo de los proyectos y teniendo en cuenta las condiciones técnicas y logísticas para su integración a la cadena de combustibles líquidos.

TABLA 11. PLANTAS PRODUCTORAS DE ETANOL

No.	Región	Inversionista	Capacidad (L/día)	Absorción azúcar crudo	Área sembrada (ha)	Empleos directos
1	Miranda Cauca	Incauca	300.000	97.690	10.681	1.941
2	Palmira Valle	Ingenio Providencia	300.000	65.126	6.986	1.294
3	Plamira Valle	Manuelita	250.000	81.408	8.984	1.617
4	Candelaria Valle	Mayagüez	150.000	48.845	5.290	970
5	La Virginia Risaralda	Ingenio Risaralda	100.000	32.563	3.493	647
6	Canta Claro Puerto López	GPC	25.000	33.000	1.200	480
Total en producción			1.125.000	358.632	36.634	6.949

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En este aspecto, se está revisando con todos los involucrados la posibilidad de incrementos de mezclas por encima del E10, que es una restricción técnica que está imponiendo alguna fracción del sector automotor y para lo cual se está en conversaciones con representantes de la Unión Europea. Por otro lado, se está analizando la mejor forma de estructurar un programa “Flex Fuel”, donde se podrían distribuir en forma segregada mezclas E10 para vehículos tradicionales y mezclas E25-E85 para vehículos con tecnología Flex Fuel (FFV). Ya hay una propuesta que fue socializada con todos los sectores y se está analizando la mejor forma para su implementación.

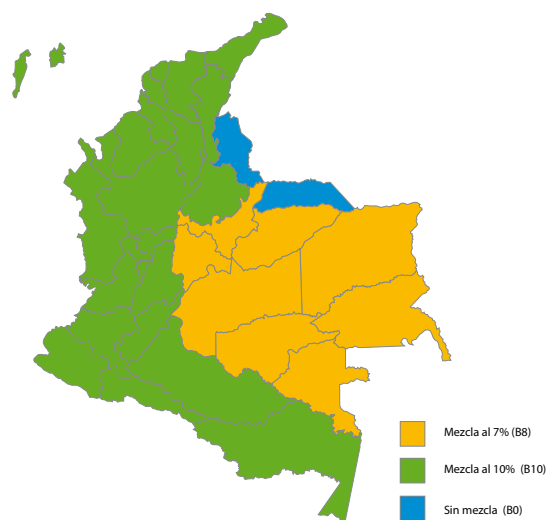
9.2 Biodiesel

Para el caso de biodiesel el país tiene hoy en día mezclas del 10% (B10) en la Costa Atlántica (incluido el departamento de San Andrés y Providencia), Santander, Antioquia, Chocó, Caquetá, Huila, Tolima, Putumayo, y todo el occidente del país; mezclas con 7% de biocombustible para uso en motores diesel (B7) en la zona central y oriental del país. En la zona de frontera con Venezuela, al igual que con el etanol, no se tiene mezclas por sus características especiales de mercado.

Las nuevas áreas sembradas y la posibilidad de expansión de la producción en las plantas actuales, permitirían en el mediano plazo llegar a tener un mercado de combustibles diesel donde el biodiesel participaría con un margen del 15% al 20% del volumen demandado. El Gobierno está analizando la mejor forma de colocar en el mercado interno esta producción o generar nuevas alternativas de biocombustibles, como es el caso del diesel renovable, buscando alternativas que permitan mantener la dinámica en el desarrollo de los proyectos agrícolas y teniendo en cuenta las condiciones técnicas y logísticas para su integración a la cadena de combustibles líquidos.

En este aspecto, se está revisando con todos los actores la posibilidad de incrementos de mezclas por encima del B7-B10, que es una restricción técnica que está imponiendo alguna fracción del sector automotor y para lo cual se está en conversaciones con representantes de la Unión Europea. Por otro lado, se está trabajando en la elaboración y discusión de la reglamentación para darle viabilidad a la entrada del diesel renovable, el nuevo biocombustible del cual en otros países ya se tienen desarrollos comerciales y que en Colombia, desde hace un par de años, ha empezado a trabajarse por parte de Ecopetrol y algunos inversionistas interesados en el tema.

GRÁFICA 30. PORCENTAJE DE MEZCLA DE ETANOL



En la actualidad, en el país están en operación siete plantas productoras de biodiesel, con una capacidad de producción de 516.000 toneladas por año, para un total de 114.999 hectáreas sembradas.

TABLA 12. PLANTAS PRODUCTORAS DE BODIESEL

Región	Empresa	Inversión (U\$MM)	Capacidad (T/año)	Área sembrada (ha)	Fecha entrada en operación
Norte Codazzi	Oleoflores	11	50.000	11.111	Ene 08
Norte Santa Marta	Odín Energy	12	36.000	8.000	Jun 08
Norte Santa Marta	Biocombustibles Sostenibles del Caribe	17	100.000	22.222	Mar 09
Orienta Facatativá	Bio D	41	100.000	22.222	Feb 09
Central B/bermeja	Ecodiesel de Colombia	35	100.000	22.222	Jun 10
Norte B/quilla	Clean Energy	12	30.000	7.000	Abr 10
Oriental - San Carlos de Guaranoa- Meta	Aceites Manuelita	42	100.000	22.222	Ago 09
Total		170	516.000	114.999	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Hoy se tienen cerca de 120 mil empleos, entre directos e indirectos, asociados a la producción de biodiesel en el país. Sin embargo, el programa de biodiesel tiene hoy en día unos retos que superar, para garantizar la sostenibilidad de las mezclas B10, estructurar alternativas para incrementar las mezclas a B20, superar los problemas técnicos presentados con el comportamiento del biodiesel de palma a bajas temperaturas (especialmente la formación de Haze: fenómeno de formación de sólidos propios del producto).

El Gobierno Nacional ha trabajado en el control de la formación del Haze desde la plantas de biodiesel y en el impacto que pueda generar aguas abajo en la cadena de distribución, tanto del biocombustible como de sus mezclas con los combustibles fósiles. Además, se han desarrollado

proyectos de evaluación de las mezclas diesel-biodiesel hasta B50 (cerca de 2 millones de kilómetros con 19 vehículos), en pruebas de larga duración en flotas de vehículos de transporte de pasajeros (10 articulados del sistema Transmilenio) y vehículos de carga (9 camiones de media capacidad), donde, entre otras muchas cosas, se han podido definir las mejores prácticas para el manejo del biodiesel y evitar los inconvenientes que puede generar la formación del Haze sobre los usuarios finales.

En este contexto, el Gobierno Nacional, en conjunto con los gremios ha venido socializando esta guía a nivel nacional, con más de 9 talleres realizados durante este semestre en 7 diferentes zonas del país y 20 más por realizar. Además, el Ministerio está realizando la contratación de expertos

alemanes para identificar las alternativas de eliminación y/o mitigación de este fenómeno y de esta manera buscar la apertura de nuevos mercados que permitan aumentar la demanda del biocombustible en el entorno nacional e internacional.

Con el objeto de consolidar aún más las funciones de política sectorial y de regulación económica, en el Ministerio de Minas y Energía estamos estudiando y analizando la posibilidad de independizar esta última función, con el objetivo de especializarnos en materia de formulación de políticas sectoriales, dejando que otra institución realice las labores de regulación en materia de precios y de profundización de la competencia en las actividades relacionadas con la refinación, suministro, producción y distribución de combustibles derivados del petróleo, gas vehicular y biocombustibles.

9.2.1 Proyectos en materia de biocombustibles

- Ministerio de Minas y Energía, Universidad Tecnológica de Pereira y Ecopetrol S.A. – ICP. Determinación del impacto producido por el uso del E- 20 en el parque automotor colombiano – Protocolo E - 20.
- Convenio de cooperación técnica Cenipalma, Ecopetrol – ICP y SÍ99. Pruebas de larga duración con biodiesel de palma en una flota de servicio público.
- Convenio especial de cooperación - Ministerio de Minas y Energía y el Centro de Investigación en Palma de Aceite, Cenipalma. Pruebas de larga duración con Metil-Éster de palma en una flota de transporte de carga.
- Evaluación del ciclo de vida de la cadena de producción de biocombustibles en Colombia.
- Estudio de mercado de biocombustibles y un conjunto de herramientas para su exportación. Servirá al Gobierno para saber cómo, dónde, a qué precio y bajo qué condiciones el mercado adquirirá biocombustibles colombianos, incluyendo el análisis de las distintas opciones para certificar los biocombustibles para exportación. Este estudio es con recursos de la cooperación japonesa.
- Socialización de buenas prácticas para el manejo del biodiesel y las mezclas diesel - biodiesel en la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.
- Estudio para la estructuración de un programa de aseguramiento y control de calidad (QA/QC) de los biocombustibles y sus mezclas con combustibles fósiles en Colombia, con proyección hacia los mercados internacionales.

- Además, reiteramos que el Ministerio está realizando la contratación de expertos alemanes para identificar las alternativas de eliminación y/o mitigación del fenómeno de formación de sólidos (precipitado blanco) en el biodiesel, conocido internacionalmente como Haze.

10. ESTUDIOS realizados y seguimientos especiales

Durante el 2010 la UPME realizó el estudio de actualización del costo de compensación de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo entre Yumbo y Pasto, cuyo fin era el de actualizar la metodología y calcular el valor del flete terrestre en pesos por galón para movilizar los combustibles líquidos automotores derivados del petróleo y GLP.

Si bien la intención del legislador fue otorgar beneficios para el desarrollo de áreas fronterizas, también determinó que tales beneficios deben obedecer a criterios técnicos justos y objetivos, que no afecten la situación macroeconómica del país. Por tal razón, no deja de ser preocupante que el déficit del Gobierno Central sea agravado por las transferencias asociadas al pago del subsidio, como el que implica en este caso la remuneración del transporte de los combustibles líquidos derivados del petróleo.

Por otra parte, considerando la necesidad de asegurar la disponibilidad de combustibles líquidos para abastecer la demanda nacional y mejorar la confiabilidad de suministro a todos los sectores de consumo, durante el 2010 se realizó la evaluación de la situación del sector en Colombia a mediano y largo plazo, que involucra aspectos de carácter técnico, económico, regulatorio y comercial a fin de identificar condiciones y posibilidades de crecimiento futuras.

Esta evaluación permitirá definir un esquema para la planeación a mediano y largo plazo del abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos bajo criterios de integridad, confiabilidad, oportunidad y ambientalmente sostenible, acorde con las políticas de desarrollo del país, las necesidades de la población y los actores económicos.

Para el mes de enero de 2011 se realizó la socialización de los resultados del estudio de abastecimiento petrolero, evento en el que participaron funcionarios del MME, ANH,

Ecopetrol y UPME. Los resultados obtenidos determinarán el rumbo a seguir en materia de abastecimiento petrolero y proporcionarán los elementos necesarios para definir criterios de confiabilidad del sector de petróleo y combustibles líquidos.

En este sentido, la UPME ha identificado la necesidad de realizar ejercicios integrales de prospectiva, tanto de recursos como de infraestructura y sus correspondientes necesidades de inversión, para que efectivamente sean instrumento al servicio de instancias administrativas y de operadores económicos que faciliten tanto la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada, como las decisiones de política energética.

Por tal razón, resulta de la mayor importancia la realización de análisis de prospectiva sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental.

Anticiparse al futuro equivale a tener claridad sobre las dificultades a las que se puede estar expuesto, proporcionando mayor flexibilidad y dinamismo al momento de enfrentar las contingencias y también reconocer con mayor certeza el camino que se está transitando.

Para ello, la UPME se ha propuesto durante el 2011 realizar la evaluación y la actualización de los actuales escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en el mediano y largo plazo, incluyendo las fuentes convencionales y no convencionales de los mismos, considerando la infraestructura disponible y necesidades adicionales para asegurar el abastecimiento energético de la población colombiana, en el marco de un total equilibrio con el medio ambiente.

Durante el segundo semestre la UPME definió la nueva metodología para la asignación de volúmenes máximos de combustibles exentos de impuestos de IVA, arancel e impuesto global y a un total de 898 estaciones de servicio ubicadas en las Zonas de Frontera de 12 departamentos se calculó un volumen que rebasó los 27,7 millones de galones mensuales, incluyendo gasolina, ACPM y GLP.

Asimismo se asignaron volúmenes de combustible exentos de impuesto global y sobretasa a empresas acuícolas, a embarcaciones de bandera nacional dedicadas a cabotaje y pesca, y a embarcaciones de bandera extranjera dedicadas a pesca en las costas colombianas.

Durante el 2010 se continuó con el seguimiento mensual a los precios de venta al usuario final del GNV y los combustibles líquidos derivados del petróleo comercializados en las estaciones de servicio automotriz, tanto en valla como en surtidor de las ciudades: Bogotá, Barranquilla, Medellín, Cali, Pasto, Bucaramanga, Valledupar, Pereira, Santa Marta, Neiva, Riohacha, Popayán, Cartagena y Villavicencio. Esta información es utilizada como herramienta de análisis de exenciones tributarias, cupos en zonas de frontera, robo, contrabando, y para el estudio de medidas correctivas o complementarias a la política actual de precios.

Esta información permite observar el cumplimiento de las medidas adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía y analizar la hipótesis sobre posibles abusos en los precios, al igual que observar la competitividad de los combustibles en las distintas ciudades y establecer propuestas que permitan una utilización racional de los recursos.

Durante el 2011 la UPME ha dispuesto los datos estadísticos de precios de combustible líquidos en estaciones de servicio para consulta de todos los usuarios en su página Web.

SECTOR Minas



1. MARCO

institucional del sector minero

El marco institucional del sector minero colombiano lo conforman el Ministerio de Minas y Energía, con sus dependencias de apoyo en la Dirección Técnica de Minas y la Oficina Asesora Jurídica, así como a las siguientes entidades:

Entidades Adscritas: Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ingeominas y la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Existen entes territoriales con funciones delegadas, como son las gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander.

1.1 Ministerio de Minas y Energía

Es la autoridad minera del país cuya función principal se centra en formular la política para el sector, expedir los actos administrativos necesarios con el fin de materializar la política, reglamentar el Código de Minas, promover la

actividad minera como sector productivo de la economía nacional, desarrollar la gestión del conocimiento del país minero, evaluar la efectividad de la política y administrar el recurso minero, actividad ésta última que realiza mediante delegación de funciones en Ingeominas y las gobernaciones delegadas.

1.2 Ingeominas

Tiene la función propia de servicio geológico del país, y funciones delegadas para la administración del recurso minero en el Servicio Minero, las cuales incluyen contratación y fiscalización en aquellas áreas y minerales diferentes a las que tienen las gobernaciones delegadas y, para todo el territorio nacional, las funciones de recaudo y distribución de regalías, administración del Catastro y Registro Minero Nacional, la implementación de los auditores mineros externos, entre otras.

1.3 Gobernaciones delegadas

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:

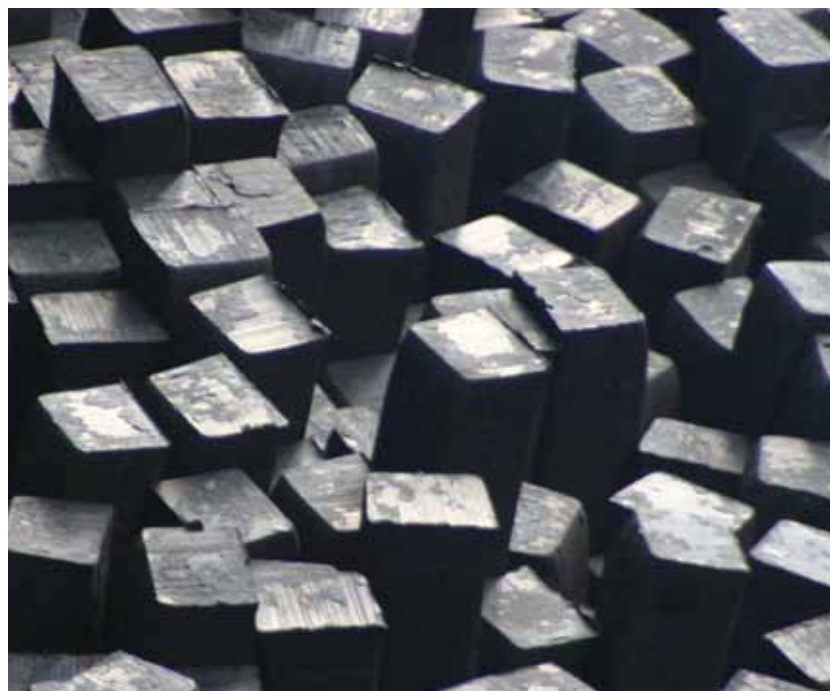
TABLA 1. GOBERNACIONES DELEGADAS

Departamento	Delegación	Minerales excluidos
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

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

1.4 UPME

La Unidad de Planeación Minero Energética es una entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, y 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 y garantizar el abastecimiento óptimo y oportuno de los recursos energéticos. Tiene funciones delegadas de administración del Sistema de Información Minero Colombiano, SIMCO, y la fijación del precio base para liquidación de las regalías del sector.



2. REESTRUCTURACIÓN del sector minero

El Plan Nacional de Desarrollo, “Prosperidad para Todos”, ha identificado a la minería como uno de los cinco sectores de la economía nacional sobre los cuales se estructura el desarrollo económico y social del país, en función del potencial de recursos económicos que el sector puede generar para las finanzas del Estado y el desarrollo regional. Para hacer realidad el potencial que tiene Colombia con sus recursos mineros, se hace necesario contar con instituciones fuertes y transparentes que permitan incrementar la productividad y eficiencia del sector y realmente transformarlo en uno de los pilares del desarrollo del país.

En ese sentido, una precariedad en la institucionalidad minera del país para responder, de manera adecuada, al reto que representa el aprovechamiento de su potencial minero, se puso en evidencia con la dinámica registrada en el sector minero colombiano en los últimos años y el creciente interés inversionista, propiciado por el incremento de la demanda mundial de carbón y los metales, y el consiguiente aumento en los precios de estas materias primas.

Esta condición en el país parte de un problema estructural, ya que la entidad nacional encargada de administrar el recurso minero tiene una dispersión de funciones, incluyendo algunas que no están relacionadas con la minería, y al mismo tiempo, coexisten otras entidades territoriales que cumplen similares funciones, generando una administración no eficiente. Sumado a lo anterior, desde hace varios años se han venido acumulando problemas por una deficiente gestión, de manera particular en la contratación y en la fiscalización de los títulos mineros.

Por esas razones, el gran reto de Colombia es ponerle orden a la minería y en función de ese objetivo es que venimos trabajando desde que el Gobierno del presidente Juan Manuel Santos comenzó su período. Adelantamos un proceso de reestructuración del sector minero energético que contempla una primera parte conformada por cuatro grupos de trabajo, los cuales fueron definidos como Ministerio de Minas y Energía, Subsector de Hidrocarburos, Subsector de Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Una vez se estudiaron los lineamientos de la Función Pública para procesos de reestructuración y luego de revisar la Guía de Modernización de las Entidades Públicas, se inició en cada grupo de trabajo la revisión de los estudios de reforma del sector. El objetivo es consolidar una nueva propuesta de modernización, ajustada a las necesidades de una serie de actividades que están en auge y que deben abarcar los requerimientos de la inversión extranjera, cumplir con su

compromiso de generar los ingresos necesarios para financiar el desarrollo del país y operar en el marco del respeto y cumplimiento de la normatividad ambiental, empleando para tal fin las mejores prácticas de minería sostenible, internacionalmente reconocidas.

Para ello, desde el inicio del Gobierno, se ha emprendido el diseño de una nueva institucionalidad que cuente con los mejores estándares de los países con gran tradición minera. Se partió del análisis de la posición competitiva de Colombia en el mercado mundial de minerales para incrementar la productividad en los proyectos actuales (fundamentalmente carbón, níquel y oro), e identificar cuáles son los minerales que el mundo va a demandar en los próximos diez años, de tal manera que se pueda determinar en cuáles minerales tiene potencial Colombia, para así enfocar sus esfuerzos al aprovechamiento de esos recursos.

Igualmente, el análisis incluyó la identificación de las principales barreras que han frenado el crecimiento del sector, para así formular recomendaciones encaminadas a eliminar estas restricciones.

La reforma institucional busca contar con mecanismos que permitan la promoción específica de la pequeña y mediana minería, con miras a mejorar su productividad. Busca igualmente promover proyectos de interés nacional, que le generen recursos significativos y empleos directos e indirectos en el país.

Otro de los objetivos primordiales de la reforma es profundizar el conocimiento geológico-minero del subsuelo colombiano, con el fin de asegurar el aprovechamiento del potencial existente. También se busca mejorar los procesos de otorgamiento de títulos, a través de un catastro minero transparente y confiable, y otorgando algunas áreas a través de procesos públicos de selección objetiva.

Un componente esencial incluye la adopción de una fiscalización eficaz que cubra los aspectos técnicos, económicos, ambientales, sociales y legales para lograr el ejercicio de la actividad minera bajo condiciones óptimas de seguridad e higiene minera y bajo criterios de minería responsable.

Es de destacar que se están adoptando mecanismos para asegurar una coordinación con otras entidades del Estado. Esto incluye el desarrollo de la infraestructura portuaria y de transporte que permita la movilización de los recursos mineros. Al igual, se contará con instrumentos que permitan la articulación con las autoridades ambientales y con las comunidades.

La Agencia Nacional de Minerales, en proceso de creación, permitirá disminuir los tiempos de respuesta en la contratación minera, aumentar la cobertura de los títulos mineros fiscalizados, avanzar en el conocimiento geológico del país y mejorar el recaudo de las regalías.

Para garantizar la viabilidad jurídica de las propuestas de reforma se han contratado dos abogados externos que acompañarán todo el proceso de reestructuración, hasta la expedición de los decretos y resoluciones exigidos por la Función Pública.

Se ha estado revisando detalladamente la propuesta de cada grupo de trabajo para tomar las decisiones pertinentes, de tal forma que logremos conformar un Ministerio de Minas y Energía especializado en la formulación y reglamentación de políticas, planes y proyectos del sector, descongestionado de las funciones operativas y fortalecido en su rol como cabeza del sector, manteniendo la influencia sobre las entidades a su cargo.

Las entidades del sector deben desempeñar roles planeadores y ejecutores de las políticas del Ministerio así:

Unidad de Planeación Minero Energética, UPME: Planeación Integral del sector minero-energético.

Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH: Administración del recurso hidrocarburífero.

Agencia Nacional de Minerales, ANM: Administración del recurso minero.

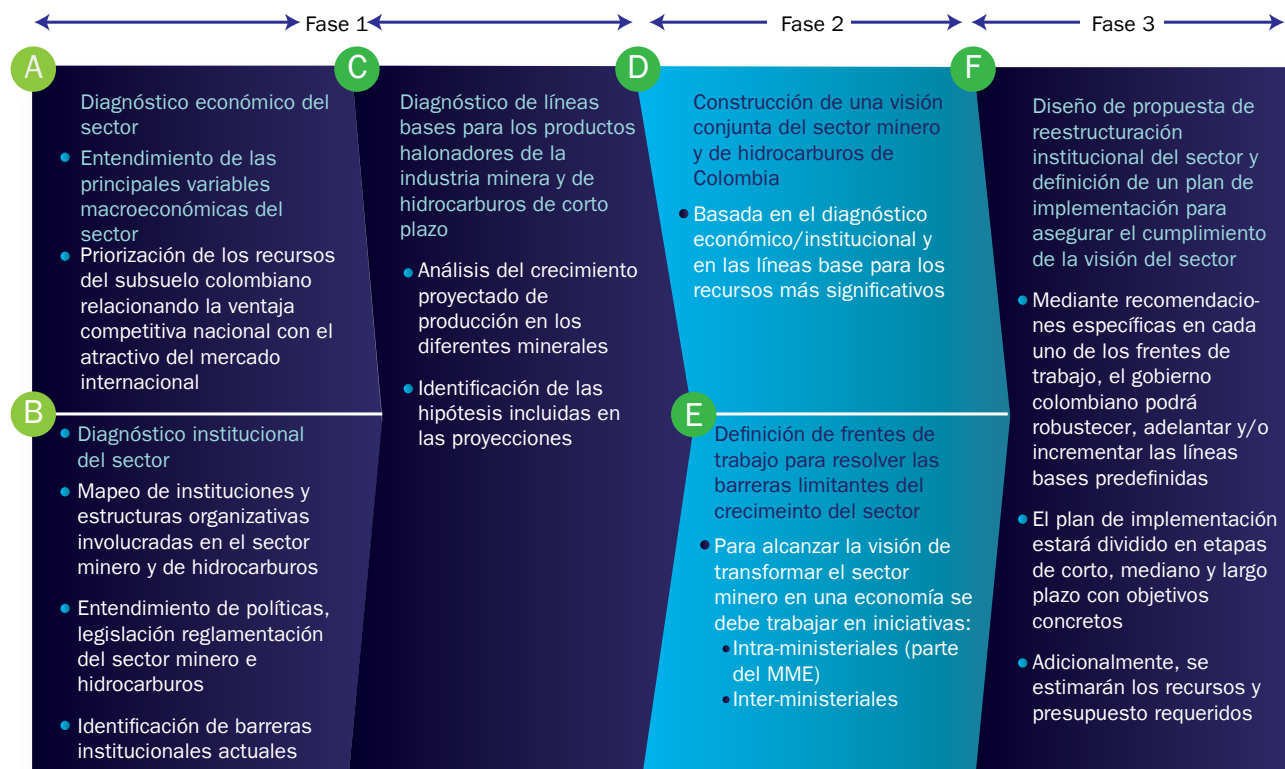
Ingeominas: Conocimiento geológico básico del subsuelo. El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE: Planeación y promoción de soluciones energéticas para las Zonas No Interconectadas, ZNI.

Además se busca que las funciones de regulación, vigilancia y control queden delegadas en entidades especializadas.

Paralelamente, se está realizando la contratación de los asesores que realizarán los estudios técnicos requeridos por la Función Pública, de tal manera que se tenga uno para cada grupo de trabajo y otro que haga la labor de coordinación de los distintos estudios. Se viene elaborando un cronograma de trabajo para garantizar el cumplimiento estricto de los requisitos exigidos para la reestructuración del sector.

Además, se encuentra en desarrollo un estudio que se contrató con la empresa de consultoría McKinsey and Company. El objetivo principal de esta consultoría es obtener información detallada del subsector de minería que contemple tanto los aspectos económicos como institucionales; una evaluación de los estudios que se han hecho previamente de reforma institucional; la elaboración de sugerencias frente a los ajustes necesarios o elaboración de una nueva propuesta y, finalmente, la elaboración de un plan de acción para implementar la reestructuración.

GRÁFICA 1. ENFOQUE METODOLÓGICO UTILIZADO PARA TRANSFORMAR EL SECTOR MINERO EN UNA LOCOMOTORA DE CRECIMIENTO.



Fuente: McKinsey and Company



El proyecto se ha desarrollado en tres fases. En la primera fase se elaboró el diagnóstico económico del sector, el cual incluía el entendimiento de las principales variables macroeconómicas del sector y una priorización de los recursos del subsuelo colombiano relacionando la ventaja competitiva nacional con el atractivo del mercado internacional.

Adicionalmente, se construyó el diagnóstico interinstitucional, el cual contiene un mapeo de instituciones y estructuras organizativas involucradas en el sector minero y de hidrocarburos, se construyó un análisis de las diferentes políticas, legislación y reglamentación de los subsectores, todo con el fin de identificar las barreras existentes para el desarrollo del sector. En esta etapa también se incluyó la definición de las líneas base para así poder proyectar el crecimiento de ambos subsectores.

En la segunda fase, se elaboró una visión conjunta del sector minero y de hidrocarburos de Colombia y se definieron los diferentes frentes de trabajo para eliminar las barreras identificadas como limitantes para el adecuado desarrollo del sector. Esta visión y la delimitación de las diferentes barreras se encuentran en etapa de validación interna, así como la priorización de los diferentes frentes de trabajo que deben ser abordados por el sector en el corto, mediano y largo plazo.

Finalmente, en la fase tres, se trabajó en el diseño de la propuesta de reestructuración institucional el cual contiene los diferentes organigramas de las instituciones relacionadas con la actividad minera y de hidrocarburos. En esta parte del estudio se plantearon diferentes escenarios para así poder evaluar las ventajas y desventajas de cada alternativa.

Este análisis también hace parte de un documento de trabajo que se encuentra en la fase de discusión para así poder tomar las decisiones más adecuadas, pertinentes e informadas y lograr que la reestructuración cumpla con su propósito, el cual es servir como una herramienta para cumplir con las metas impuestas por el sector. Por otra parte, en esta última fase también se elaboró un plan de implementación el cual tiene como objetivo ayudar a culminar el proceso de implementación satisfactoriamente.

Como se mencionó anteriormente, los productos obtenidos como resultado de esta consultoría se están evaluando y validando al interior del Ministerio para posteriormente tomar una serie de decisiones frente a los diferentes escenarios propuestos y luego ser compartidos con las diferentes entidades tanto públicas como privadas.

3. CIFRAS del sector minero

3.1 Macroeconómicas

3.1.1 PIB Minero

La minería colombiana entre los años 2002 - 2010 presentó una participación anual promedio de 2,27% del valor total del PIB a precios constantes de 2000 (actualización DANE), y un incremento del 71% durante el mismo período.

TABLA 2. PIB MINERO
(Billones de pesos constantes de 2000)

Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PIB Total	289,5	296,7	308,4	324,8	362,9	387,9	401,7	407,5	425,1
PIB Minas e Hidrocarburos	20,3	20,7	20,5	21,3	21,8	22,2	24,3	27,1	30,1
Participación PIB Minas e Hidrocarburos en PIB Total	6,87%	6,72%	6,32%	6,28%	6,03%	5,73%	6,06%	6,66%	7,09%
PIB Minas sin Hidrocarburos	5,73	7,02	7,32	7,99	8,58	8,95	9,23	9,26	9,81
Participación PIB Minas sin Hidrocarburos en PIB Total	1,93%	2,28%	2,26%	2,35%	2,37%	2,31%	2,30%	2,36%	2,31%

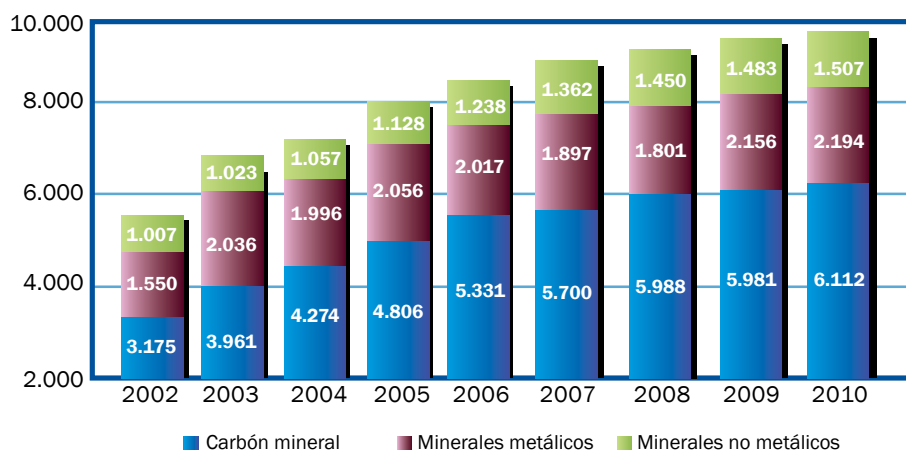
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, Series desestacionalizadas.

TABLA 3. PIB MINERO POR MINERALES
(Billones de pesos constantes de 2000)

Ramas de actividad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Carbón mineral	3.175	3.961	4.274	4.806	5.331	5.700	5.988	5.981	6.112
Minerales metálicos	1.550	2.036	1.996	2.056	2.017	1.897	1.801	2.156	2.194
Minerales no metálicos	1.007	1.023	1.057	1.128	1.238	1.362	1.450	1.483	1.507
Total minería	5.732	7.020	7.327	7.990	8.586	8.959	9.239	9.620	9.813

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, Series desestacionalizadas.

GRÁFICA 2. PIB MINERO POR MINERALES
(Billones de pesos constantes de 2000)



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, Series desestacionalizadas.

El carbón representa en promedio el 60% del PIB minero, asimismo, durante el periodo presentó un incremento promedio del 8,8% explicado principalmente por la mayor producción que tuvo un incremento del 89,74% al pasar de

39 millones de toneladas a 74 millones de toneladas. Adicionalmente, el comportamiento de los precios internacionales de los minerales, especialmente del carbón y del oro, ha ayudado a incrementar el PIB.

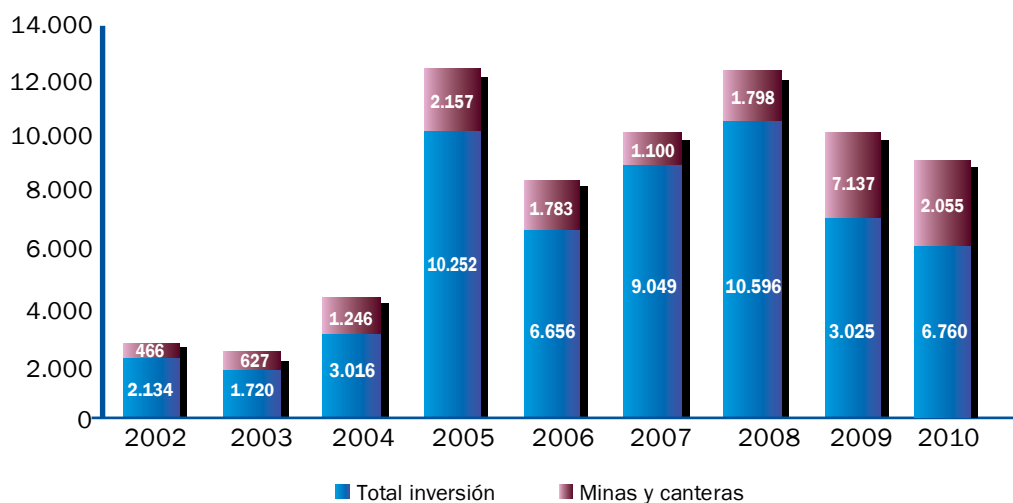
3.1.2 Inversión Extranjera Directa en minería

TABLA 4. INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA
(Millones de dólares)

Año	2002	2003 Pr	2004 Pr	2005 P	2006 P	2007 P	2008 P	2009 P	2010 P
Total nacional	2.134	1.720	3.016	10.252	6.656	9.049	10.596	7.137	6.760
Minas y Canteras (incluye carbón)	466	627	1.246	2.157	1.783	1.100	1.798	3.025	2.055
% participación	21,80%	36,50%	41,30%	21,00%	26,80%	12,15%	16,96%	42,38%	30,39%
% de aumento anual	-11%	35%	99%	73%	-17%	-38%	63%	72%	-32%

Fuente: Banco de la República. PR: Provisional. P: Preliminar. El flujo de inversión reportado en balanza de pagos no coincide con la variación del saldo de registros, porque en la balanza se incorporan las estadísticas según la fecha de realización y no la de registro.

GRÁFICA 3. INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA
(Millones de dólares)



Fuente: Banco de la República.

Durante el periodo de 2002 al 2010 en la cuenta de capital y financiera se observaron importantes entradas de capital de largo plazo, alrededor de US\$57.320 millones originarios de Inversión Extranjera Directa, IED, lo cual refleja la confianza de los inversionistas extranjeros en la estabilidad macroeconómica del país. Específicamente para minería, los ingresos para este mismo período ascienden a US\$14.257 millones, es decir, un 24,87% del total nacional.

En la composición de la IED el sector minero generalmente ocupó el segundo lugar en la canalización de recursos hacia el país, pero en el año 2009 ocupó el primer lugar, demostrando el interés de los inversionistas en poner sus recursos en la minería colombiana.

TABLA 5. EXPORTACIONES MINERAS
(Millones de dólares FOB)

Mineral	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Carbón	991	1.422	1.859	2.598	2.913	3.495	5.043	5.416	6.015
Ferróníquel	272	416	637	738	1.107	1.680	864	726	967
Oro	94	588	561	517	281	332	891	1.537	2.094
Esmeraldas	92	80	116	72	90	126	154	88	110
Otros sector minero	75	133	207	378	817	713	495	386	233
Total minería	1.524	2.639	3.380	4.303	5.208	6.346	7.447	8.154	9.419
Total exportaciones país	11.975	13.129	16.788	21.190	24.391	29.991	37.626	32.853	39.819
Relación minería/total país	12,72%	20,10%	20,13%	20,30%	21,35%	21,16%	19,79%	24,82%	23,65%

Fuente: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia, DIAN; Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE; Banco de la República.

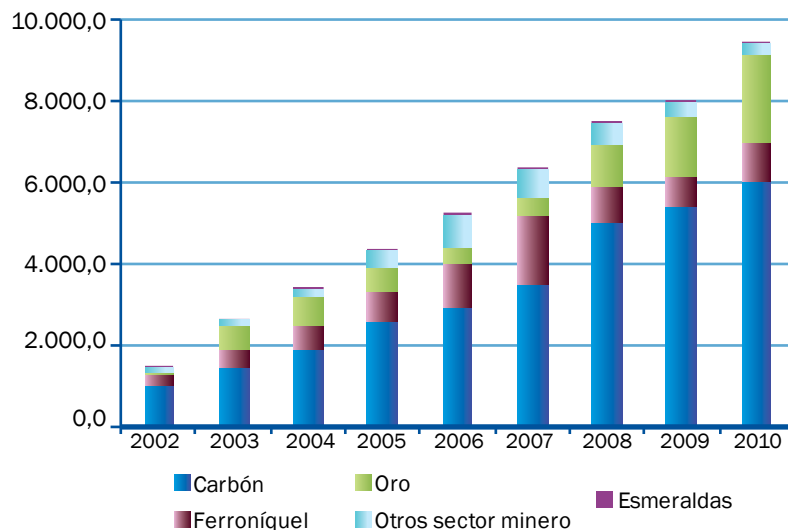
3.1.3 Exportaciones mineras

En el 2002 las exportaciones mineras representaban tan sólo un 12,72% del total del valor de las exportaciones nacionales que ascendían a US\$11.975 millones FOB, mientras que para el 2010 representaron un 23,65% del total sobre unas exportaciones totales que ascendieron a US\$39.819 millones FOB.

Las exportaciones mineras de carbón y ferróníquel (tradicionales) equivalen en promedio al 25% y el 6,2%, respectivamente, del valor total de exportaciones tradicionales en el periodo comprendido entre 2002 y 2010.

Por otro lado, las exportaciones mineras no tradicionales (oro, esmeraldas y otros minerales), tan solo representaron un 10,29% del total nacional durante este mismo periodo.

GRÁFICA 4. EXPORTACIONES MINERAS
(Millones de dólares FOB)



Fuente: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia, DIAN; Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE; Banco de la República.

3.2 Minería

3.2.1 Regalías

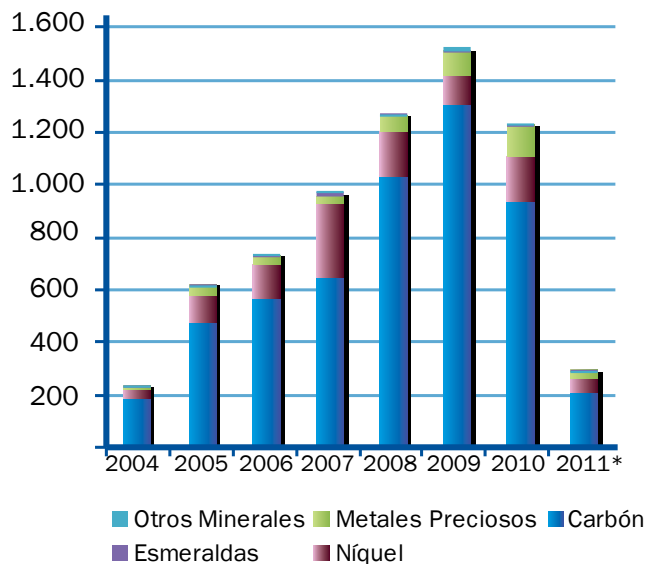
TABLA 6. REGALÍAS DISTRIBUIDAS POR MINERAL
(Miles de millones de pesos)

Mineral	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Carbón	183,5	221	167,2	468,3	563,1	643,2	1.027	1.303,8	931,4	203,1
Níquel	27,1	64,9	76,5	106,3	134,9	281,7	174	108,6	174,3	50,04
Metales preciosos	17,3	50,4	37,5	38,5	26,3	29,8	56,6	92	119,9	34,4
Esmeraldas	3,7	3,7	2,2	3,7	5,6	12,3	6,7	3,4	3,9	0,63
Otros minerales	2,8	2,6	2,6	3,8	5,8	6	4,1	19,9	4,5	2,4
Total	234,4	342,6	286	620,6	735,7	973	1268,4	1527,7	1.234,2	290,6

Fuente: Ingeominas 2004 - 2011. 2002 - 2003. Histórico Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

* Información hasta el primer trimestre de 2011.

GRÁFICO 5. REGALÍAS DISTRIBUIDAS POR MINERAL
(Miles de millones de pesos)



Fuente: Ingeominas 2004 - 2011.

* Información hasta el primer trimestre de 2011.

Las regalías distribuidas, de acuerdo con lo establecido en la Ley 141 de 1994, a las entidades beneficiarias de ellas, por concepto de la explotación de los recursos naturales no renovables, sin incluir los hidrocarburos, ascienden a los \$6.926 billones de pesos en el periodo 2002 - 2011*, el 76,6% de estos ingresos corresponde a la producción de carbón, el 16% a níquel, el 6% a metales preciosos y el 1% restante a esmeraldas y otros minerales.



TABLA 7. PRODUCCIÓN DE MINERALES

Mineral	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Minerales preciosos											
Oro (1)	Kilogramos	20.823	46.515	37.738	35.783	15.683	15.482	34.321	47.838	53.605	12.558
Plata (1)	Kilogramos	6.986	9.511	8.542	7.142	8.399	9.765	9.162	10.827	15.300	4.455
Platino (1)	Kilogramos	661	841	1.209	1.082	1.438	1.526	1.370	929	997,4	244,4
Minerales no metálicos											
Sal terrestre (2)	Toneladas	191.554	207.741	231.721	215.962	248.245	204.090	245.170	255.332	288.676	76.667
Sal marina (2)	Toneladas	335.783	235.772	294.343	428.957	389.630	309.557	386.461	356.797	139.810	37,4
Azufre (3)	Toneladas	60.162	73.024	97.586	69.082	47.438	48.999	56.892	54.367	59.556	14.650
Calizas (para cemento) (4) *	Miles de Toneladas (***)	9.047	9.836	10.028	12.018	11.993	13.229	12.699	11.280	11.766	3.126
Minerales metálicos											
Cobre (concentrados) (5)	Toneladas	8.526	7.270	7.840	8.756	2.902	4.196	5.248	5.688	3.916	1.465
Mineral de hierro (6)	Toneladas	688.106	625.002	587.222	607.559	644.151	623.930	473.273	280.773	77.048	30.846
Ni contenido en ferroniquel (7)	Toneladas (****)	43.978	46.482	48.818	52.749	51.137	49.314	41.636	51.802	49.442	7.843
Minerales combustibles											
Carbón (1)	Miles de Toneladas	39.484	50.028	53.888	59.675	66.192	69.902	73.502	72.807	74.350	20.341
Piedras preciosas											
Esmeraldas (*****)	Miles de Quilates	5.391	8.963	9.825	6.746	5.734	3.389	2.122	2.945	5.230	1.088

Fuente: 2004-2011*(I Trimestre 2011) Ingeominas. 2002 - 2003. Histórico Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

3.2.2 Producción

La producción minera más representativa de Colombia es la del carbón, la cual ha aumentado de manera constante y sistemática en los últimos años, distribuyéndose en términos generales 90% para la producción de gran escala del norte del país, en donde se encuentran proyectos como: Cerrejón Zona Norte, Consorcio Cerrejón, área Patilla; Carbones Colombianos del Cerrejón, área la Comunidad; Carbones del Cerrejón, área Oreganal; Drummond Ltd, áreas la Loma y el Descanso; Carbones el Tesoro S.A.; Carbones de la Jagua; Consorcio Minero Unido S.A.; C.I. Prodeco S.A.; Compañía Carbones del Cesar S.A.; Norcarbón S.A., área la Divisa; Emcarbón S.A.; y la producción del interior del país, que representa el 10% del total, donde los mayores productores son, en su orden: Boyacá, Norte de Santander y Cundinamarca.

Por otra parte, el oro también ha reaccionado con mucho dinamismo, impulsado principalmente por los altos precios en el mercado internacional. Vale la pena destacar que en 2010 se obtuvo la mayor producción histórica en Colombia, con un total de 53,6 Toneladas.

4. REALIZACIONES y avances del periodo 2010 - 2011

4.1 Objetivos y metas del Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019

El Plan Nacional de Desarrollo Minero promueve una visión de Estado para el sector, propuesta para el año 2019: “La industria minera colombiana será una de las más importantes de Latinoamérica y habrá ampliado significativamente su participación en la economía nacional”.



Para el logro de dicha visión, el desarrollo del sector minero se enmarca en los siguientes principios de acción:

- Aprovechar las ventajas comparativas del país representadas en el potencial geológico – minero de su territorio.
- Atraer un mayor número de inversionistas al mercado de acceso al recurso minero, buscando con ello centrar la atención de la institucionalidad minera en la actividad básica para lograr la expansión del sector.
- Lograr para el Estado una mayor captura de valor agregado de los resultados exitosos de la actividad minera, el cual busca propiciar las mejores condiciones de desempeño de la industria minera y por ende un balance satisfactorio entre los gastos y costos de administración del recurso minero y el valor que crea y captura directamente dicha actividad.
- Optimizar los procesos de soporte que la institucionalidad minera requiere para satisfacer las propuestas de valor que estructure para los diferentes segmentos de clientes.

4.2 Realizaciones 2009 - 2010

El Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019 establece varias líneas de acción, sobre las cuales se han adelantado las siguientes acciones en el período 2009 - 2010:

4.2.1 Líneas para facilitar la actividad minera

Estas líneas buscan que a través de la acción direccional de Estado se genere un incremento en la labor exploratoria y en el establecimiento de nuevos proyectos mineros.

4.2.1.1 Agenda para promover la inversión minera

4.2.1.1.1 Política de Promoción del País Minero

Con el fin de promover a Colombia como destino de inversión en materia minera, en el ámbito nacional e internacional, se vienen desarrollando actividades enmarcadas en la Política de Promoción del País Minero, entre las cuales se destacan:

- **Vinculación de los gremios y empresarios mineros a la “Estrategia de Posicionamiento de la Minería Responsable en Colombia”:** esta estrategia permitirá posicionar a la minería en el país, por medio de una evaluación estratégica de la gestión social y ambiental del sector minero colombiano y sus actividades, con ajuste a la Responsabilidad Social Empresarial (RSE) complementado lo anterior con un programa de comunicación que permita dar a conocer a los distintos segmentos de la sociedad colombiana las contribuciones de la minería formal al desarrollo económico y el bienestar social del país.
- **Boletín “Desde la Colombia Minera”:** durante el periodo se enviaron, vía correo electrónico, dos boletines con información relacionada con los diferentes avances de Colombia en materia minera, a 4.500 contactos, aproximadamente.
- **Portafolio de Oportunidades de Inversión Minera de Colombia:** se viene desarrollando un portafolio de oportunidades de inversión minera, cuyo trabajo consiste en la búsqueda, validación y promoción de proyectos mineros en todo el país. Actualmente se cuenta con más de 15 proyectos debidamente validados técnica, ambiental y legalmente en minerales como oro, carbón, materiales de construcción, entre otros. De acuerdo con una clasificación previa, los proyectos corresponden a prospectos identificados, prospectos evaluados y áreas de interés. Se realizó el montaje de dicho portafolio en la página web: www.simco.gov.co. En el momento, esta página se encuentra en mantenimiento a fin de que tanto titulares mineros como potenciales inversionistas puedan acceder a la información a través de fichas técnicas en inglés y en español, con información de cada proyecto.

- **Participación en eventos:**
Prospectors and Developers Association of Canada, PDAC (marzo 2011): por quinta vez Colombia se hizo presente en esta feria de importancia mundial. Para esta ocasión, tuvo como evento especial la celebración del Día Colombia, el cual contó con la participación de la institucionalidad minera y el apoyo logístico de la Cámara de Comercio Colombo Canadiense. Del evento se destaca la Rueda de Negocios, en donde se presentaron 4 proyectos de inversión por parte del Ministerio de Minas y Energía, y 15 proyectos presentados por la Gobernación de Antioquia.

VI Feria Internacional Minera en Medellín (octubre 2010): La feria reunió una muestra comercial, además, contó con una ronda de contactos y negocios mineros, el congreso y la rueda de cooperación internacional, en la que se presentó el Portafolio de Oportunidades de Inversión Minera.

VII Congreso internacional de minería petróleo y energía (del 18 al 20 de Mayo de 2011).

- **Medios impresos**
Se han utilizado diferentes medios impresos para apoyar la promoción del país minero, en especial brochures, con información de las diferentes políticas de la Dirección de Minas, el potencial que hay por discu-

brir, el crecimiento económico y regional, Colombia como destino de inversión, las empresas que creen en Colombia, visión de la minería colombiana para el año 2019 y los logros de la política minera en 2010. Adicionalmente, durante el periodo 2010 – 2011, la Dirección de Minas ha atendido aproximadamente a 20 empresas extranjeras interesadas en conocer información acerca del sector para establecer vínculos con la Institucionalidad Minera y, en otros casos, para discutir acerca de las posibilidades de invertir en Colombia.

4.2.1.1.2 Información y atención al minero

Durante el periodo junio 2010 – junio de 2011, Ingeominas atendió más de 13.500 usuarios que se acercaron a la entidad para adelantar diferentes trámites mineros, este número es mucho mayor al presentado durante el mismo periodo del año anterior (11.000), en razón a que el funcionamiento de los módulos de radicación, contratación y titulación del Catastro Minero Colombiano, CMC, no ha sido el óptimo, lo que no ha permitido disminuir el tiempo de trámite de los contratos.

En este aspecto, Ingeominas ha venido desarrollando y corrigiendo aquellas falencias del sistema actual, hasta el momento, sin mayor éxito.

TABLA 8. TRÁMITES REALIZADOS POR EL GRUPO DE INFORMACIÓN Y ATENCIÓN AL MINERO
Junio 2010 – mayo 2011

Tipo de trámite	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May
Resoluciones oficiadas	324	238	255	759	348	309	262	10	303	133	164	384
Notificaciones	876	632	5.924	718	878	908	1.090	93	596	502	237	346
Usuarios atendidos	400	1.345	1.495	1.128	1.127	1.200	1.250	750	1.742	880	725	1.545
Expedientes prestados	768	780	812	1.702	1.001	585	624	150	664	763	622	980
TOTAL	2.368	2.995	8.486	4.307	3.354	3.002	3.226	1.003	3.305	2.278	1.748	3.255

Fuente: Ingeominas.

4.2.1.2 Procesos ágiles y efectivos

El inversionista minero, grande, mediano o pequeño, demanda contar con procesos ágiles en las entidades administradoras del recurso minero: una contratación y fiscalización efectivas; disponer de una normatividad clara; un trabajo articulado entre todas las instancias gubernamentales relacionadas con el sector minero, y contar con información geológica minera básica que sirva de insumo a los potenciales inversionistas.

4.2.1.2.1 Contratación y titulación minera

En el periodo, Ingeominas recibió 5.272 solicitudes, y las gobernaciones 1.392, además, se cuenta con 9.011 títulos mineros.

A la fecha, se tiene un represamiento de más de 15.000 solicitudes, entre propuestas de contrato, autorizaciones temporales y procesos de legalización, que sumado a las dificultades de operación del CMC hizo el que el Ministerio de Minas, mediante Resolución 180099 de 2011, suspendiera términos por 6 meses con el fin de que las delegadas implementaran un plan de descongestión.

Dicho plan ha tenido dificultades en su ejecución debido a las inconsistencias presentadas por el CMC, lo que ha hecho que primero se tenga que desarrollar un proceso de depuración del sistema.

La gestión desarrollada para el periodo 2010 por las gobernaciones delegadas en la función de contratación se resume así:

TABLA 9. GOBERNACIONES DELEGADAS

Gobernación	Contratadas	Archivadas
Antioquia	293	524
Bolívar	22	4
Boyacá	91	188
Caldas	154	168
Cesar	203	352
N. de Santander	71	276

Fuente: Ingeominas.

Ahora bien, en lo que respecta al Registro Minero Nacional, el número de títulos inscritos entre junio 2010 a junio de 2011 es de 862, como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 10. INSCRIPCIÓN DE TÍTULOS MINEROS POR MODALIDAD EN EL REGISTRO MINERO
Junio de 2010 a mayo de 2011

Modalidad	Total RMN
Licencias de Exploración	9
Licencias de Explotación	1
Contratos de Concesión (Decreto 2655 de 1988)	0
Contratos de Concesión (Ley 685 de 2001)	655
Licencias Especiales de Explotación	0
Autorizaciones Temporales	197
Registro Minero de Canteras	0
Áreas de Reserva Especial	0
Zonas Mineras Indígenas	0
Zonas Especiales para Comunidades Negras	0
Total	862

Fuente: Ingeominas, junio 2011.

Los siguientes son los títulos y su correspondiente extensión en hectáreas contratadas e inscritas en el Registro Minero Nacional durante el periodo.

TABLA 11. TÍTULOS Y ÁREAS INSCRITAS POR MINERAL EN EL RMN
Junio 2009 - marzo 2010

Mineral	Total	
	No. Títulos	Has
Carbón	79	72.705
Esmeraldas	18	2.725
Metales preciosos	292	390.297
Materiales de construcción	344	61.032
Otros	137	28.508
Total	870	555.267

Fuente: Ingeominas, mayo 8 de 2009.

Analizando lo anterior, podemos concluir que los minerales que en el periodo tienen mayor área titulada corresponden a metales preciosos con el 70%, seguido por carbón que comprende el 13%, materiales de construcción 11%, otros minerales 5% y las esmeraldas con el 1%.

Con respecto a las diferentes actuaciones que realiza la Subdirección de Contratación y Titulación Minera de Ingeominas, se muestran algunas de las más importantes y significativas.

TABLA 12. ACTUACIONES REALIZADAS
Junio 2010 - junio 2011

Tipo de actuación	Cantidad
Solicitudes recibidas	5.272
Contratos firmados	79
Solicitudes rechazadas	2.260
Respuesta a derechos de petición	1.457

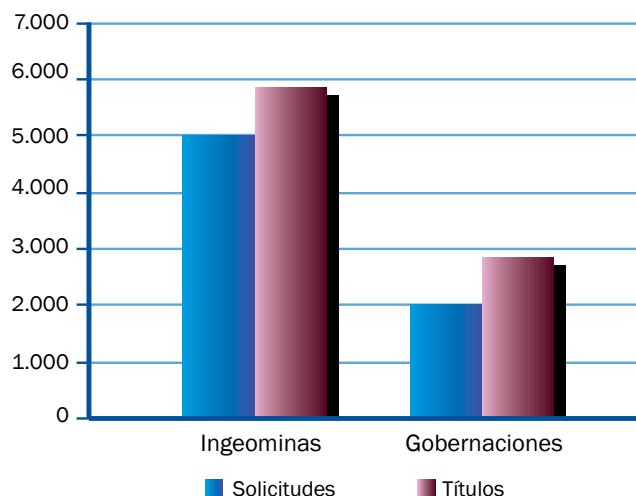
Fuente: Ingeominas



En la siguiente gráfica se puede observar el consolidado en cuanto a la presentación de solicitudes de contratación de

las gobernaciones delegadas e Ingeominas, durante el período.

GRÁFICO 6. SOLICITUDES VERSUS TÍTULOS
Junio 2011



Fuente: gobernaciones delegadas e Ingeominas.

4.2.1.2.2 Catastro Minero Colombiano, CMC

Se viene evaluando la conveniencia o no de la suspensión indefinida del recorte automático del estudio técnico del CMC, que se encontraba en producción, considerando que la información de la base de datos correspondiente a los estados, tanto de solicitudes como de títulos, aún se encuentra desactualizada.

Actualmente se están realizando gestiones conjuntas entre el Ingeominas, la Gobernación de Antioquia y el Ministerio de Minas y Energía, con el propósito de mejorar o sustituir el actual sistema del Catastro Minero Colombiano.

Tanto las gobernaciones delegadas como Ingeominas vienen trabajando en la depuración de solicitudes mineras y en la elaboración del plan de depuración del módulo de Fiscalización.

El módulo de Registro Minero Nacional entró a producción durante 2010, permitiendo a los funcionarios de Ingeominas agilizar los trámites sujetos a inscripción o anotación en el mismo.

Se espera que para los módulos de Atención al Minero y Fiscalización, Ingeominas realice los ajustes y pruebas técnicas necesarias para su entrada a producción.

Durante el segundo semestre del 2010, Ingeominas trabajó con los ajustes necesarios para adaptarlo a la Ley 1382 de 2010, la Versión 3.0 que implementará el Ingeominas, pero aún no ha entrado a producción.

4.2.1.2.3 SIMCO

En busca de llegar a más usuarios del sector, y cumpliendo con los requerimientos de Gobierno en Línea, se puso en producción el nuevo diseño del SIMCO, el cual cuenta con las siguientes características:

- Se crearon nuevas series de tiempo para cada mineral, esto con el fin de que los usuarios encuentren de una forma detallada toda la información estadística del sector. El día 17 de mayo el DANE certificó el Registro de Producción Minera que se encuentra dentro del SIMCO.
- El Foro del PNDM se está trabajando con el grupo de la Subdirección de Minería de la UPME. Por medio de este servicio, tanto la UPME como las partes interesadas interactúan y comparten información respecto al tema.
- El módulo de Mapas se conecta con el catálogo de mapas que se dispone dentro del Sistema de Información Minero Energético, SIMEC, en el cual, mediante un pequeño visor, se ilustra información de producción de minerales, regalías por minerales y Distritos Mineros.
- Sitio WAP: subportal diseñado para que todos nuestros usuarios, por medio de sistema móvil, puedan acceder a la información de forma rápida, sin necesidad de realizar una navegación por computador.

- Sección de videos: cuenta con dos herramientas, Streaming (tecnología utilizada para permitir la visualización y la audición de un archivo mientras se está descargando) y Podcast (distribución de archivos multimedia, de audio o video que permite descargas).
- Página de inicio: se destaca el calendario de eventos, que permite, por medio de vínculos, ampliar información o participar en los principales eventos realizados en el año.
- El SIMCO realizó los siguientes ajustes para mejorar la usabilidad y el cambio de administración de contenidos:
 - Se incluyeron las siguientes aplicaciones: buscador web en la página de inicio, para acceder a información que se encuentra en GOOGLE; buscador interno, para realizar búsquedas dentro de la página del SIMCO; mapa del sitio; y link de preguntas frecuentes.
 - Filtros de la sección de Normatividad: debido a la permanente consulta de esta sección, se implementaron filtros que permiten mostrar la información de forma más rápida, sin necesidad de revisar todos los actos administrativos.
 - Los diseños de los módulos de indicadores y de series de tiempo se actualizan de forma inmediata a la publicación de la fuente, además, se realiza calidad de datos a cada una de las nuevas series de tiempo (estadística) que se incorporen al sistema. Actualmente se cuenta con 68 Series de tiempo y 55 indicadores.
 - Módulo de noticias: se mejoró la visualización y el acceso a las noticias y se creó un histórico. Adicionalmente, se habilitaron opciones para reenviar e imprimir las noticias y se incorporó el sistema de RSS.
 - Accesos directos: lista corta de información que los usuarios consultan con mayor frecuencia. Muy útil para quienes ingresen al sistema por dispositivos móviles.
 - Actualidad: incluye los boletines de la Colombia Minera y del SI.MINERO, diseñados por el Ministerio de Minas y Energía, y que pueden descargarse en formato pdf tanto de la página del Ministerio como del SIMCO.

Adicionalmente, se hace el seguimiento semestral por parte del Ministerio a la UPME, por ser función delegada, donde se evalúan los principales requerimientos de los usuarios y posibles falencias del sistema con el fin de programar las acciones a realizar.



4.2.1.2.4 Plan Estratégico de Tecnologías de Información y Comunicación para el Sector Minero, PETICs

Continuando con los lineamientos gubernamentales establecidos en los Planes de Ciencia y Tecnología, Agenda de Conectividad y Visión Colombia 2019, entre otros, que establecen objetivos claros sobre el uso eficiente de las tecnologías de información y comunicaciones para consolidar la construcción de un “Estado más eficiente, transparente y participativo a través del aprovechamiento de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones” el Ministerio de Minas y Energía continuó con la implementación del Plan Estratégico de TICS del Sector Minero en su fases de Fundamentación y Articulación, avanzando en los siguientes aspectos:

- Proyecto gestión de trámites: se terminó la conceptualización, diseño e implementación del sistema de información de trámites denominado SI.MINERO



El SI.MINERO se articula e integra con los sistemas de información sectoriales, tales como el Catastro Minero Colombiano, CMC; Sistema de Contraprestaciones Económicas, SCEM; digitalización de expedientes, TQM; seguridad minera, SPYAM; Business Process Management, BPM, del Ministerio de Minas y Energía y sistemas de radicación de correspondencia, con el fin de mantener una sola fuente información sectorial.



El SI.MINERO permitirá a los titulares diligenciar y presentar en línea trámites y servicios de alto impacto para la disponibilidad y oportunidad de la información del sector tales como: Formato Básico Minero, FBM; Programa de Trabajo y Obras, PTO; Registro y control a las Regalías y el control del barequeo, para lo cual fue creado el Registro de Transacción Minera, RTM, como un instrumento que facilitará el seguimiento al mercado de minerales y, en consecuencia, a las transacciones mineras y el seguimiento al recaudo, liquidación y pago de las regalías.

También, a través del SI.MINERO los usuarios mineros y la ciudadanía en general podrán calificar la atención prestada por los funcionarios de las entidades del sector.

En resumen, en el SI.MINERO fueron implementados los servicios en línea de los siguientes trámites:

- a. Amparos administrativos por autoridad.
- b. Amparos administrativos por terceros.
- c. Áreas de Reserva Especial.
- d. Artículo 8°, Ley 756 de 2002.
- e. Control de ilegalidad minera.
- f. Control de explosivos.
- g. Expropiaciones.
- h. Extinción de derechos en RPP.
- i. Registro y control de barequeo.
- j. Seguimiento y control a las regalías.
- k. Zonas mineras indígenas.
- l. Zonas de comunidades negras.
- m. Zonas de seguridad nacional.

Asimismo, fueron desarrollados e implementados procesos que darán soporte a los funcionarios públicos en sus funciones, a saber:

- a. Actos administrativos.
- b. Actualización SIMCO.
- c. Anuario estadístico.
- d. Atención al usuario.
- e. Cálculo de reservas.
- f. Seguimiento a convenios y contratos.

- g. Seguimiento a SIMCO
- h. Seguimiento al Plan Nacional de Desarrollo.
- i. Seguimiento a delegaciones.
- j. Valoración de reservas.

En la dirección www.siminero.cm se encuentra publicada la información que soporta el SI.MINERO.

La puesta en operación del SI.MINERO se empezará a mediados de julio, y se realizará de manera gradual hasta noviembre del presente año.

- **Proyecto adquisición de Infraestructura Informática:** para la materialización y puesta en marcha del SI.MINERO fue necesaria la adquisición de la infraestructura que soportará el sistema; la misma, fue contratada hacia finales del 2010 y fue implementada en este Ministerio hacia finales de marzo.
- **Proyecto Digitalización de Expedientes:** la Dirección de Minas estableció el procedimiento para la digitalización de expedientes mineros, el cual fue socializado con las gobernaciones delegadas para iniciar la digitalización y digitación de la información contenida en los expedientes mineros, incluyendo el Formato Básico Minero y el PTO.
- **Proyecto Sistema de Información Geográfica del Sector Minero SIG-M:** se firmó hacia finales del 2011 el Convenio Interadministrativo 091 entre el MME y el IGAC, cuyo propósito principal consiste en realizar la conceptualización e implementación de un sistema de información geográfica que integre la información geográfica y los sistemas de información geográfica del sector.

Otro de los alcances que tendrá este Convenio será la elaboración de un Geoportál que integrará los sistemas de información geográfica de los sectores minero energético.

- **Formulación de la política de la información y el conocimiento del sector minero colombiano:** en el marco del Convenio Interadministrativo 091 de 2010

establecido entre el MME y el IGAC, las entidades del sector minero energético elaborarán lineamientos de Política de Información Geográfica para los dos sectores, los cuales estarán orientados a establecer criterios de gestión para la producción, publicación, acceso y uso de la información geográfica, teniendo en cuenta las políticas de la Infraestructura Colombiana de Datos Espaciales, ICDE.

- **Anuario Estadístico Minero:** se realizó la recopilación de estadísticas para la elaboración del segundo anuario estadístico minero.

El anuario minero contendrá información de tres importantes divisiones, la primera de ellas, el entorno macroeconómico de Colombia en general; la segunda, un panorama de la minería a nivel latinoamericano; y por último, el pronóstico del comportamiento de la minería a nivel nacional. La publicación de este anuario está planeada para finales del mes de julio de 2011.

4.2.1.2.5 Reservas especiales

Las áreas de reserva especial declaradas en los periodos anteriores correspondientes a Carmen – Catatumbo, en Norte de Santander; Ráquira, La Uvita, Puerto Boyacá Soracá – Tunja y Sogamoso, en Boyacá; Sur de Bolívar; Suárez, en Cauca; Quinchía, en Risaralda; y Tibita, en Cundinamarca; ya cuentan con los estudios geológico mineros que indican la viabilidad de desarrollar proyectos de interés para el país.

El paso siguiente es elaborar los contratos de concesión especial para entregar las áreas a las comunidades calificadas como tradicionales, proceso que se encuentra en ejecución.

Igualmente, el Ministerio de Minas y Energía ha declarado dos áreas de reserva especial durante el año 2010, las cuales se encuentran localizadas en jurisdicción de los municipios de La Llanada, en Nariño; y Mina Hedionda y Bogotá, en el departamento de Bolívar (artículo 31 del Código de Minas), con el objeto de adelantar estudios geológicos – mineros en cada una de estas zonas.

Para adelantar los mencionados estudios en las áreas de reserva especial de La Llanada y Mina Hedionda y Bogotá, el Ministerio de Minas y Energía está desarrollando un concurso de méritos con propuesta técnica simplificada, el cual se encuentra en la etapa de pre-pliegos.

Adicionalmente, el Ministerio se encuentra en la actualidad evaluando las siguientes áreas, solicitadas por diferentes comunidades mineras, las cuales podrían recibir el trato de Áreas de Reserva Especial: Puerto Leguizamó, Villagarzón y Santiago, en Putumayo; Cumbitara, Los Andes, Santacruz – Guachavés, Funes, Samaniego, y Policarpa, en Nariño; Sibaté y Yacopí, en Cundinamarca; Pueblo Rico, en Risaralda; Tambo, en Cauca II y en Cauca ASPROCARBON; Minas Hedionda y Bogotá, en el Sur de Bolívar; Yumbo, en Valle del Cauca, La Salina, en Casanare; Pueblito Mejía, en Bolívar; San José, Capitanejo, Río Negro y Málaga, en Santander; Tasco y Tota, en Boyacá; El Bagre, en Antioquia; y varios municipios de Caquetá.

Con el propósito de disponer de los recursos suficientes para elaborar los estudios geológico-mineros, el Ministerio de Minas y Energía formuló el proyecto de inversión denominado “Asistencia e Implementación Técnica en la Declaratoria de Áreas de Reserva Especial en el Territorio Nacional” que para la vigencia 2011 cuenta con \$ 1000.000.000 y para el 2012 \$ 1.250.000.000.

Asimismo, el Ministerio de Minas y Energía adoptó, en octubre de 2009, el Contrato Especial de Concesión Minera, el cual se otorgará a los títulos derivados de los procesos de Área de Reserva Especial.

4.2.1.2.6 Zonas Mineras Indígenas y de Comunidades Negras

- **Zonas Mineras Indígenas:** a la fecha, el Ministerio de Minas y Energía ha declarado, por solicitud de las comunidades indígenas, 17 Zonas Mineras Indígenas en todo el territorio nacional, abarcando un total de 242.985 hectáreas, distribuidas así:



TABLA 13. ZONAS MINERAS INDÍGENAS DECLARADAS

Item	Municipio	Departamento	Resguardo	Etnia
1	Valparaiso	Antioquia	La María	Embera - Chamí
2	Buenos Aires	Cauca	Las Delicias - Canoas	Páez
3	Silvia	Cauca	Pitayó	Nasa
4	Páez	Cauca	Togoima, Vitoncó y Toez	Nasa
5	Páez	Cauca	Mosocó y San José	Nasa
6	Puracé	Cauca	Puracé y Paletará	Coconucos
7	Puracé	Cauca	Puracé	Coconucos
8	Totoró	Cauca	Polindara	Nasa
9	Bagadó	Chocó	Tahamí del Alto Andágueda	Embera-Wounaan
10	Inírida	Guainía	Remanso - Chorrobocón	Puinaves - Curripacos
11	Manaure	Guajira	Alta y Media Guajira	Wayuú
12	Uribia	Guajira	Yolomulí	Wayuú
13	Uribia	Guajira	Valle de Parashi	Wayuú
14	Uribia	Guajira	Cardón	Wayuú
15	Uribia	Guajira	Kaiwá	Wayuú
16	Mitú	Vaupés	Vaupés	Puinaves-Curripacos
17	Jambaló	Cauca	Jambaló	Paéz

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a las solicitudes en trámite, se tienen dos en Antioquia, ocho en Cauca, seis en Guainía, una en Nariño, cuatro en Putumayo, una en Vichada, tres en Risaralda, una en Tolima y una en Vaupés, para un total de 27 procesos en curso.

Zonas Mineras de Comunidades Negras: a la fecha se han declarado, por solicitud de las Comunidades Negras, 19 Zonas Mineras de Comunidades Negras en todo el territorio nacional, abarcando un total de 354.928,79 hectáreas distribuidas así:

TABLA 14. ZONAS MINERAS DE COMUNIDADES NEGRAS DECLARADAS

Item	Nombre consejo comunitario	Municipio	Departamento
1	San Francisco de Cugucho	Alto Baudó	Chocó
2	Alto San Juan - ASOCASÁN	Tadó	Chocó
3	Condoto e Iró	Condoto	Chocó
4	Unión Panamericana - COCOMAUPA	Unión Panamericana	Chocó
5	Paimadó	Río Quito	Chocó
6	Villaconto	Quibdó	Chocó
7	Cantón de San Pablo	Cantón de San Pablo	Chocó
8	Nóvita	Nóvita	Chocó
9	Limones	Buenaventura	Valle del Cauca
10	Calle Larga	Buenaventura	Valle del Cauca
11	Llano Bajo	Buenaventura	Valle del Cauca
12	Campo Hermoso	Buenaventura	Valle del Cauca
13	Citronela	Buenaventura	Valle del Cauca
14	Agua Clara	Buenaventura	Valle del Cauca
15	Guaimía	Buenaventura	Valle del Cauca
16	Zacarías	Buenaventura	Valle del Cauca
17	San Marcos	Buenaventura	Valle del Cauca
18	Sabaletas	Buenaventura	Valle del Cauca
19	Alto Mira y Frontera	Tumaco	Nariño

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a las solicitudes en trámite, se tiene una en Antioquia, 13 en Cauca, dos en Chocó, ocho en Nariño, una entre Nariño y Cauca y tres en el Valle del Cauca, para un total de 28 procesos en curso.

4.2.1.2.7 Expropiaciones a favor de la minería

De acuerdo con el capítulo XIX del Código de Minas, este Ministerio a la fecha ha resuelto cuarenta y dos solicitudes de expropiación de predios y se encuentran en trámite once solicitudes, las cuales se relacionan a continuación:

TABLA 15. EXPROPIACIONES

Empresa	Depto	No. Solicitudes
Promotora Minera S.A.	Norte de Santander	1
Prodeco	Cesar	1
Drummond LTD	Cesar	2
Colco	Carmen de Carupa	1
Ingetierras	Antioquia	2
Carbones del Cesar	Cesar	2
Otros	Atlántico, Boyacá	2

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

4.2.1.2.8 Contrato de Administración Parafiscal de La Esmeralda

El 23 de agosto de 2004, el Ministerio de Minas y Energía suscribió un contrato con la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia, FEDESMERALDAS, para la administración de la contribución parafiscal de la esmeralda.

Con ese fin, se creó un comité directivo, en el cual representa al Gobierno Nacional el Director General del Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ingeominas, o su delegado, y el Director del Servicio Nacional de Aprendizaje, SENA, o su delegado.

Los recaudos totales del Fondo Parafiscal de la Esmeralda, desde su creación hasta el 28 de febrero de 2011, han sido de \$14.291.508.415,92, los cuales son administrados por esta Federación a través de un encargo fiduciario.

La Federación se encuentra desarrollando los siguientes proyectos:

- Proyecto de fortalecimiento familiar para mejorar las condiciones de vida de las comunidades esmeraldíferas de los municipios de Muzo y San Pablo de Borbur.
- Cubrimiento y divulgación en medios de comunicación de los eventos, actividades y proyectos que desarrolla la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia.
- Reforzamiento estructural y reordenamiento físico de la ESE Centro de Salud San Pablo de Borbur.
- Identificación y selección técnico científica de sustancias usadas para tratamiento de esmeraldas y estudio de su comportamiento ante agentes de deterioro (segunda fase).
- Construcción de aulas de aprendizaje para la ampliación del colegio de educación básica y media académica en los sectores mineros de Santa Bárbara, Coscuez, San Pablo de Borbur y Otanche.
- Gestión de calidad y acreditación del laboratorio del Centro de Desarrollo Tecnológico de la Esmeralda Colombiana, CDTEC.

Cabe anotar que todos los proyectos propuestos y ejecutados actualmente han sido solicitados por el gremio a través de las asociaciones y el CDTEC.

4.2.1.2.9 Seguridad y salvamento minero

FORMULACIÓN DE LA POLÍTICA DE SEGURIDAD MINERA

En el año 2010, el Ministerio de Minas y Energía elaboró el documento denominado “Política Nacional de Seguridad Minera”, con el cual se busca establecer los pilares para el mejoramiento de la seguridad minera en el país y definir los lineamientos técnicos y operativos para prevenir al máximo la ocurrencia de accidentes, así como la muerte de trabajadores mineros en los mismos.

Dicha política pública, se fundamenta en los siguientes referentes para la acción:

- Enfoque preventivo.
- Mayor exigencia técnica.
- Participación activa y compromiso de todas las partes interesadas.
- Consolidación de un sistema público de información en materia de seguridad minera.

Asimismo, la política establece los siguientes objetivos estratégicos:

- Disminuir en un 10% cada año en el período 2010-2019, la incidencia de accidentes y fatalida-

des en las operaciones mineras amparadas con un título minero, a partir de: la exigencia técnica; el desarrollo de una cultura de prevención por parte de los empresarios encargados de la dirección técnica de las labores, trabajadores mineros y de los profesionales de seguimiento en las autoridades mineras delegadas.

- Divulgar la normatividad y los distintos aspectos relacionados con la seguridad minera a los empresarios y trabajadores mineros, facilitando su cumplimiento por parte de los titulares con operaciones a pequeña escala de producción.

- Consolidar y gestionar un sistema de información pública a partir de la disponible, la que debe ser generada en materia de seguridad y salvamento minero, tomando como referentes las mejores prácticas existentes a nivel internacional, con el fin de que facilitar la toma de decisiones con enfoque preventivo por las partes interesadas

DIVULGACIÓN DE LA PLANEACIÓN SECTORIAL Y LA POLÍTICA NACIONAL DE SEGURIDAD MINERA

El Ministerio de Minas y Energía, con el propósito de apoyar la divulgación de la planeación sectorial, la Política Nacional de Seguridad Minera y capacitar a los empresarios y trabajadores mineros en los principales aspectos relacionados con la seguridad e higiene minera, como estrategia para lograr su concientización, contrató los servicios profesionales de la compañía SERGEO LTDA.

Dicha compañía, de acuerdo a la particularidad de la minería existente en los Distritos Mineros, realizó eventos en los municipios de: Sotomayor, Nariño; Amagá, Angelópolis y Segovia, Antioquia; Cúcuta y Zulia, Norte de Santander; Sogamoso, Socha y Chiquinquirá, Boyacá; Payande, Tolima; Jamundí, Valle; Vetas, Santander; Suárez y Tambo, Cauca; Ubaté y Guachetá, Cundinamarca; y Marmato, Caldas, para un total de 17 eventos, en los cuales tomaron parte 686 personas.

VISITAS TÉCNICAS DE SEGURIDAD

Con el objeto de avanzar en el mejoramiento de las actividades mineras, desde el mes de febrero de 2011 se viene adelantando el programa de fiscalización integral de los títulos mineros, del cual hace parte la seguridad minera.

A raíz de la alta accidentalidad que se ha venido presentando en las labores mineras subterráneas, y considerando que es de vital importancia preservar la integridad y vida de los trabajadores, el Ministerio de Minas y Energía apoyó a Ingeominas en la estructuración de un plan de choque. Como consecuencia, se implementó el programa denominado Plan de Inspección Inmediata de Seguridad Minera, consistente en realizar inspecciones de campo con énfasis



en seguridad minera, en las que se verifica el cumplimiento de las “Cinco Reglas Vitales”, consideradas como críticas, y que son las que causan el mayor número de accidentes en la minería subterránea de carbón:

- Adecuado control de techos de las minas.
- Suficiente concentración de oxígeno.
- Verificación de la concentración de metano.
- Ausencia de focos de incendios.
- Operación adecuada de equipos electromecánicos.

Este plan se está adelantando en los departamentos de Antioquia, Norte de Santander, Cundinamarca y Boyacá, donde se han presentado condiciones críticas en materia de seguridad.

LABORES INTERINSTITUCIONALES

En el campo del trabajo interinstitucional se ha avanzado notoriamente. El 11 de marzo de 2011 se perfeccionó el Convenio Marco Interadministrativo de Cooperación No 41, suscrito entre el Ministerio de la Protección Social, Ingeominas, el SENA, ARP POSITIVA y el Ministerio de Minas y Energía.

El convenio tiene como objeto aunar esfuerzos técnicos, económicos y administrativos para implementar acciones conjuntas enmarcadas en la política de seguridad minera, formulada por el Ministerio de Minas y Energía, con el fin de disminuir la accidentalidad. Sus alcances son los siguientes:

- Promoción de una cultura de la prevención de accidentes en la industria minera colombiana.
- Intercambio de información pública relacionada con las condiciones técnicas y de seguridad minera en que se desarrollan las operaciones adelantadas por los concesionarios mineros, respetando el carácter confidencial de la información técnica y económica disponible en los expedientes mineros.

- Promoción y financiamiento de proyectos de investigación en temáticas relacionadas a la seguridad minera, de acuerdo con la disponibilidad presupuestal de las partes.
- Ejecución de actividades de asistencia técnica, enfocadas al mejoramiento de las condiciones operativas y de seguridad en explotaciones mineras a pequeña escala de operación.
- Formación de recurso humano en aspectos relacionados con la seguridad minera, salud ocupacional, así como operaciones unitarias y auxiliares en las explotaciones mineras, principalmente subterráneas.
- Difusión entre los empresarios, personal técnico y de dirección, y trabajadores del sector minero, de los principios de responsabilidad empresarial y social en materia de seguridad, higiene y salvamento minero.
- Apoyar acciones que busquen facilitar el cumplimiento de los estándares de seguridad minera por parte de los titulares con operaciones a pequeña escala, personal técnico de dirección y supervisión, y trabajadores mineros en dichas explotaciones.
- Elaboración y publicación de ediciones conjuntas que respondan al interés común de las partes que suscriben el convenio.
- Diseño e implementación de cursos, conferencias, simposios, diplomados, programas de formación y actualización, entre otros, en temas operativos mineros o de seguridad minera o salud ocupacional en la industria minera.
- Elaboración y desarrollo de programas conjuntos de apoyo a las familias de trabajadores mineros fallecidos en accidentes laborales.
- Realizar visitas conjuntas de seguimiento y control, seguridad e higiene minera y/o de inspección, vigilancia y control a los frentes de exploración, explotación, beneficio y transformación de recursos minerales.

El Convenio se encuentra en ejecución desde el 3 de mayo de 2011, la primera reunión del Comité Coordinador del Convenio se realizó en las instalaciones del Ingeominas, en la cual participaron el doctor Gilberto Quinche, Presidente de A.R.P. Positiva, y el doctor Óscar Eladio Paredes, Director General de Ingeominas.

ACTIVIDADES DE PREVENCIÓN

Como una derivación del Convenio Marco Interadministrativo de Cooperación 041 del 11 de marzo de 2011, el 28 de abril de 2011 se perfeccionó el Convenio Interadministrativo 059, suscrito entre el Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ingeominas, y el Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de aunar esfuerzos técnicos, económicos y administrativos para implementar acciones conjuntas enmarcadas en la política de seguridad minera formulada por el Ministerio de Minas y Energía, tendientes a disminuir la accidentalidad minera y, por ende, las fatalidades que se presentan en esta actividad productiva.

El Convenio establece los siguientes alcances:

- Divulgar la normatividad vigente en materia de seguridad minera entre los titulares y trabajadores de la industria minera, principalmente en aquellos sitios y explotaciones mineras con mayores riesgos identificados.
- Capacitar a los titulares y trabajadores mineros en temáticas relacionadas con buenas prácticas operativas y en seguridad y salvamento minero, desarrollando previamente las siguientes actividades:
 - Identificar las principales causas primarias de la accidentalidad en la industria minera colombiana, focalizando geográficamente y por subsector dicha accidentalidad.
 - Determinar conjuntamente la población beneficiaria de las capacitaciones a realizar y los sitios donde se desarrollarán.
 - Seleccionar las temáticas a cubrir en las capacitaciones.
 - Determinar los perfiles y competencias que deben tener los capacitadores de acuerdo con las temáticas priorizadas.
 - Elaborar un plan de capacitaciones que incluya el cronograma respectivo.
 - Determinar la logística de las capacitaciones.
 - Evaluación de las capacitaciones desarrolladas.
- Realizar inventario de sistemas de información sobre seguridad y salvamento minero, así como de las bases de datos existentes sobre el tema, contemplando lo siguiente:
 - Elaborar un diagnóstico de la información y los sistemas de información disponibles en materia de seguridad y salvamento minero.

- Conceptualizar el sistema de información requerido, teniendo como referente buenas prácticas a nivel internacional.
- Adquirir el software y/o hardware correspondiente.

El valor del convenio es por \$820 millones de pesos, los cuales deben ser destinados por Ingeominas, así: \$220 millones para las actividades que se definen en el plan de trabajo que las partes acuerden en relación con el sistema de información pública en materia de seguridad y salvamento minero; y \$600 millones para las actividades de divulgación de la normatividad y capacitación.

ESTRATEGIA DE MEDIOS

De otra parte, este Ministerio está preparando una campaña de medios, dirigida a los empresarios y trabajadores mineros de las zonas de mayor accidentalidad minera, ubicadas en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Cundinamarca y Norte de Santander, con el propósito de prevenir los accidentes en las labores subterráneas de carbón.

CIRCULAR

Con el propósito de unificar criterios, con Ingeominas y las gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar, y Norte de Santander (entidades a las cuales el Ministerio de Minas y Energía les delegó las funciones de tramitación, suscripción y otorgamiento de títulos mineros, así como la vigilancia y control de ejecución de los mismos), se profirió la Circular No 18-014 del 5 de mayo de 2011, mediante la cual se trazan directrices en aspectos de seguridad e higiene minera.

REVISIÓN DE LA REGLAMENTACIÓN DE SEGURIDAD E HIGIENE MINERA

El Ministerio de Minas y Energía, junto con el Ministerio de la Protección Social, en el período correspondiente a este informe, ha venido revisando la normatividad vigente en seguridad e higiene minera, esto es, el Decreto 1335 de 1987, mediante el cual se expidió el Reglamento de Seguridad en Labores Subterráneas, y el Decreto 2222 de 1993, por el cual se expidió el Reglamento de Higiene y Seguridad de las Labores Mineras a Cielo Abierto.

Como resultado de dicho trabajo, el 12 de mayo de 2011 se obtuvo el proyecto de Reglamento de Seguridad en las Labores Subterráneas, el cual se puso a consideración del sector minero. También se fijó en la página web del Ministerio de Minas y Energía, para que en el período del 13 al 23 de mayo de 2011 los interesados realizaran los comentarios correspondientes.

Actualmente, se están revisando las observaciones efectuadas, con el fin de conformar el proyecto final de reglamento.

FORMACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL PERSONAL VINCULADO CON LA MINERÍA

Como una derivación del Convenio Marco Interadministrativo de Cooperación 041 de 2011, suscrito con el Ministerio de la Protección Social, Ingeominas, el SENA, ARP POSITIVA y el Ministerio de Minas y Energía, se están adelantando las gestiones correspondientes con el Servicio Nacional de Aprendizaje, SENA, a través de la Dirección de Formación Profesional, y la Universidad Pedagógica de Colombia, UPTC, a través de la Facultad de Minas, para suscribir un convenio específico con dichas entidades, con el objeto de llevar a cabo en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Cauca, Caldas, Cundinamarca, Nariño, Santander, Sur de Bolívar y Valle, actividades de formación y actualización, dirigida a operarios, supervisores e ingenieros, vinculados a la minería subterránea de carbón y oro.

Los temas a tratar serán: Seguridad básica en minas, Soporte vital básico, Sostenimiento de minas, Ventilación de minas, Transporte en minas, Perforación y voladura, Salud ocupacional y Prevención de riesgos, Gestión Microempresarial, entre otros.

SALVAMENTO MINERO

La operación del servicio de salvamento minero en Ingeominas se ha desarrollado de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente, atendiendo el 100% de las emergencias reportadas y tomando las medidas correctivas del caso tal como se puede apreciar en la siguiente tabla:

TABLA 16. EMERGENCIAS MINERAS ATENDIDAS POR INGEOMINAS 2004 - 2011*

Año	Emergencias Mineras	Ilesos	Heridos	Fallecidos
2004	17	8	8	32
2005	48	81	18	35
2006	53	28	58	45
2007	77	149	36	83
2008	78	442	34	83
2009	67	209	62	67
2010	84	182	48	173
2011*	45	35	29	62

Fuente: Ingeominas.

*Corte a mayo 2011.

Adicionalmente, Ingeominas ha venido realizando desde el año 2005 visitas de seguridad e higiene minera, cuyo objetivo es evaluar las condiciones de seguridad de las explotaciones mineras amparadas con un título minero. En el siguiente cuadro podemos observar la evolución de esas visitas, el número de personas capacitadas en aspectos de seguridad y salvamento minero (socorredores capacitados y actualizados, auxiliares de socorro minero, y auxiliares de seguridad e higiene minera) y emergencias atendidas.

TABLA 17. VISITAS DE SEGURIDAD E HIGIENE MINERA

Año	Visitas de Seguridad e higiene	Personas capacitadas	Inversión en Seguridad E higiene (pesos)
2004	ND	ND	600.000.000
2005	447	160	459.000.000
2006	465	432	1.027.882.521
2007	562	552	979.939.648
2008	673	107	4.045.310.000
2009	687	1034	1.223.591.508
2010	547	2205	1.836.560.615
2011*	173	119	1.937.051.394

Fuente: Ingeominas.

*Corte a mayo.

Las visitas de seguridad e higiene minera han representado un esfuerzo importante de parte de las autoridades delegadas del Ministerio para la administración del recurso minero. Sin lugar a dudas, han permitido un mejoramiento en las condiciones de operación técnica y de seguridad en las minas.

4.2.1.2.10 SAMA

En lo relativo a la operación del centro de producción de Manaure, éste depende en gran parte de las actuaciones y gestiones de SAMA LTDA., sociedad creada en virtud de la Ley 773 de 2002

A finales del año 2010, el representante legal de SAMA LTDA. emitió circulares dirigidas a los clientes, manifestando que los pagos provenientes de la venta de sal por parte de SAMA LTDA., a través del Encargo Fiduciario IFI CONCESIÓN SALINAS, se debían consignar a las cuentas bancarias de SAMA directamente. A partir de ese momento, y en reiteradas oportunidades, se solicitó al representante de SAMA dejar sin validez dichas circulares, lo que no fue posible debido a la negativa de las directivas de SAMA LTDA. Como consecuencia de lo anterior, SAMA está recaudando los recursos económicos provenientes de la venta de sal de las Salinas Marítimas de Manaure por las vías de hecho.

El Comité Fiduciario ordenó al Encargo Fiduciario FIDUCOLDEX, instaurar queja ante la Contraloría General y denuncia penal ante la Fiscalía General, denuncias que se elevaron el pasado 4 de marzo de 2011 contra la Junta Directiva y el representante legal de SAMA LTDA.

El contrato de encargo fiduciario se encuentra actualmente en proceso de liquidación hasta el día 8 de julio de 2011, debido a su vencimiento el día 8 de marzo de 2011.

En reiteradas oportunidades, y antes del vencimiento del contrato fiduciario celebrado con FIDUCOLDEX, los representantes del Ministerio de Minas y Energía y de Comercio Industria y Turismo, insistieron al Representante Legal de SAMA LTDA., para que se prorrogara el contrato con FIDUCOLDEX o se suscribiera un nuevo contrato con otra fiduciaria, pero las directivas de la empresa no actuaron en este sentido.

En la actualidad, SAMA LTDA. no tiene contratada fiducia alguna, ni ha permitido la contratación de un operador privado para la administración de su centro de producción en Manaure.

4.2.1.3 Información geológica minera de libre y fácil acceso

Para el cumplimiento de sus objetivos estratégicos, el Servicio Geológico del Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ingeominas, contó con recursos provenientes de los Banco de Proyectos de Inversión Nacional, BPIN, denominados: “Ampliación del Conocimiento Geológico y del Potencial de Recursos del Subsuelo de la Nación”; “Inventario y Monitoreo de Geoamenazas, y Procesos en las Capas Superficiales de la Tierra”; “Implementación de la Red Nacional de Estaciones Permanentes Geodésicas Satelitales”; “Actualización Instrumental del Sistema Sismológico y Vulcanológico Nacional de Colombia”; y “Rehabilitación y Puesta en Marcha del Reactor Nuclear IAN-R1”.

Dentro de este marco de acción, durante el 2010 se ejecutaron 28 proyectos distribuidos en las subdirecciones de Geología Básica; Recursos del Subsuelo; Amenazas Geológicas y Entorno Ambiental; Grupo de Laboratorios; y Grupo de Gestión y Procesamiento de los Datos y la Información Geocientífica, Singeo.



En cumplimiento de las metas nacionales de reconocimiento geocientífico del territorio colombiano, se efectuó el muestreo geoquímico sistemático de sedimentos activos en 36.800 km² de los Llanos Orientales, Macizo de Santander y Zona Andina Central.

En la Investigación y Monitoreo de Amenaza Volcánica, se realizó la ampliación y actualización de las redes de vigilancia volcánica. Este año se instalaron 41 nuevas estaciones, 20 de ellas telemétricas y 21 no telemétricas, llegando a un total de 156 estaciones telemétricas funcionando en los volcanes.

En la investigación y monitoreo de amenaza sísmica, con las 27 estaciones instaladas se registraron 27.207 sismos, de los cuales 1.181 fueron distantes, 1.400 regionales y 24.626 locales. Se localizaron 10.310 a finales de 2010, en la actividad observación y monitoreo de la actividad sísmica del país, por medio de la Red Sismológica Nacional. En la actualidad, la Red Sismológica Nacional tiene operando 28 estaciones satelitales.

En cuanto al funcionamiento de la red, el porcentaje del año fue del 81,3%, lo que representa una mejora importante con relación a los niveles del año anterior. En la actividad Red Nacional de acelerógrafos, se tienen instalados 78 acelerógrafos, 6 de ellos con telemetría.

Enmarcados dentro de la cadena de valor del Servicio Geológico, los laboratorios de química, geología, geotecnia y técnicas nucleares continuaron su avance significativo en el mejoramiento de su infraestructura tecnológica y física, con el fin de aumentar su capacidad operativa y seguir ofreciendo servicios confiables para la caracterización de materiales geológicos, como aporte al modelo geológico básico del territorio, a la definición del potencial de recursos minerales del país y a la evaluación y monitoreo de las amenazas geológicas.

Elemento fundamental en la generación con calidad de los productos cartográficos del Servicio Geológico, ha sido el aporte que el Grupo SINGEO ha venido desarrollando. Como resultado de un trabajo concienzudo en la gestión de los datos y de la información, se ha podido entregar a nuestros clientes, tanto nacionales como extranjeros, información geocientífica del país (atlas, mapas, informes), espacial y/o alfanumérica, en formato digital o análogo, y la colocación a su disposición de las herramientas necesarias para soportar la consulta, actualización, procesamiento, análisis e integración de los datos y la generación de nuestros productos geocientíficos.

Es importante anotar que se oficializaron 142 productos geocientíficos y se realizó el almacenamiento en SIGER de 29.900 registros de planchas geológicas escala 1:100.000.

También fueron muy valiosas las actividades del Museo Geológico José Royo y Gómez sobre la catalogación de piezas paleontológicas, petrográficas y mineralógicas; la investigación paleontológica y el apoyo a investigaciones paleobiológicas; la curaduría de piezas paleontológicas; y la divulgación y promoción del patrimonio geológico y paleontológico de Colombia.

4.2.2 Líneas de fiscalización del aprovechamiento minero

4.2.2.1 Procesos efectivos de recaudo, liquidación, distribución y giro de regalías

El Grupo de Recaudo y Distribución de Regalías del Instituto realizó las siguientes distribuciones de contraprestaciones económicas:

TABLA 18. DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS
(Millones de pesos)

Mineral	Distribuciones 2009	Distribuciones 2010	%
Carbón	1.303.883,6	931.428,0	-28,57%
Níquel	108.571,9	174.301,8	60,54%
Metales preciosos	92.050,6	119.990,9	30,35%
Esmeraldas	3.306,6	3.977,4	20,29%
Otros minerales	19.935,4	4.579,6	-77,03%
Totales	1.527.748,1	1.234.277,8	-19,21%

Fuente: Ingeominas.

4.2.2.2 Precio base para liquidación de regalías

La UPME elaboró las resoluciones 0289 de 2010, 0422 de 2010, 1014 de 2010 y la 0092, para la determinación de precios base para la liquidación de regalías.

4.2.2.3 Procesos efectivos de fiscalización integral de la actividad minera

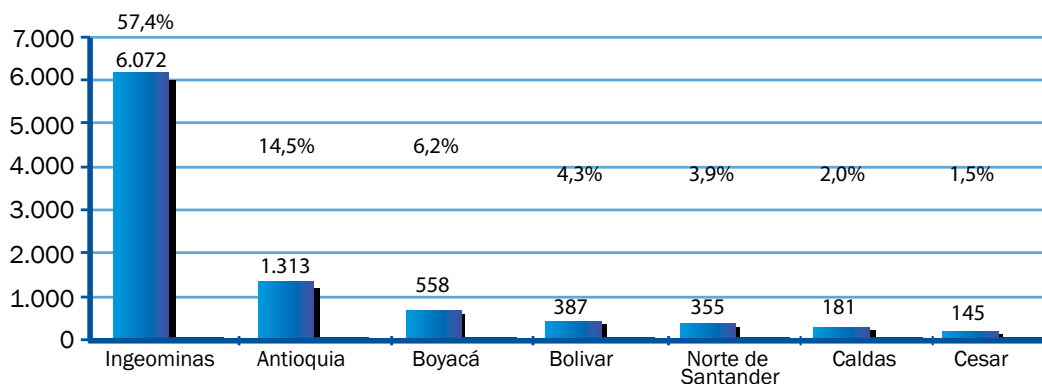
Como administradora del recurso minero, la autoridad minera tiene la función de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las obligaciones que contractualmente se establecen a los concesionarios mineros, procurando con ello el aprovechamiento racional de los recursos minerales, bajo criterios de sostenibilidad ambiental y seguridad e higiene minera para el personal operativo.

El seguimiento y control a la ejecución de actividades en los títulos mineros se realiza a través de la presentación de los informes técnicos que la legislación minera le impone a los concesionarios (Programa de Trabajos y Obras, PTO, y el Programa de Trabajos e Inversiones, PTI), según el caso, con la presentación del Formato Básico Minero, FBM, la constitución y actualización de pólizas de cumplimiento minero ambiental, y en algunos casos el cumplimiento de obligaciones laborales y responsabilidad civil extracontractual; así mismo se ejecutan visitas técnicas de fiscalización a las explotaciones mineras y áreas contratadas, con el fin de verificar las condiciones de operación en cuanto al cumplimiento de estándares técnicos y de seguridad e higiene minera.

Es necesario tener en cuenta el volumen de títulos que se manejan en cada una de las delegadas para entender los procesos de seguimiento y control que se ejecutan.

Del total de títulos mineros inscritos en el Registro Minero Nacional a diciembre 31 de 2010 (9.011), Ingeominas tenía a cargo el 67,4% de los mismos, correspondiente a 6.072 títulos, mientras que las gobernaciones delegadas de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander administraban en conjunto el 32,6% de los títulos mineros (2.939); en la siguiente gráfica se muestra el comportamiento en cuanto a la distribución de títulos mineros entre las delegadas.

GRAFICO 7. DISTRIBUCIÓN DE TÍTULOS ENTRE DELEGADAS A 2010



SEGUIMIENTO Y CONTROL A TÍTULOS MINEROS EN INGEOMINAS

Durante el 2010 Ingeominas realizó 2.606 visitas de fiscalización a títulos mineros, de las cuales 2.059 son de seguimiento y 547 de seguridad e higiene minera.

Con respecto a las diferentes actuaciones realizadas por la Subdirección de Fiscalización Minera de Ingeominas, podemos destacar lo siguiente:

TABLA 19. ACTUACIONES REALIZADAS (INGEOMINAS)

Actuación	Regional								Totales
	Bogotá	Valledupar	Ibagué	Cali	B/manga	Cúcuta	Nobsa	Medellín	
Requerimientos caducidades y cancelaciones	364	114	167	86	89	131	258	41	1.250
Caducidades y cancelaciones	113	99	16	9	6	6	67	10	326
Requerimientos bajo apremio de multa	287	150	163	49	26	94	283	57	1.109
Multas	34	30	16	3	5	10	21	1	120
Amparos administrativos	37	5	5	19	15	18	62	33	194
Terminación títulos mineros	27	0	16	8	4	2	9	10	76

Continuación

Evaluación de IFE y PTI o PTO	178	32	110	36	62	24	118	37	597
Evaluación de FBM	722	160	818	109	303	71	493	208	2.884
Evaluación de regalías	849	71	1.097	200	559	121	551	167	3.615
Canon superficiarios	423	179	244	109	159	49	517	106	1.786
Otras actuaciones	1.419	936	88	406	146	275	940	342	4.552

Fuente: Ingeominas.

SEGUIMIENTO A PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL

Ingeominas tiene conformado un equipo de trabajo interdisciplinario para el seguimiento y control de los proyectos de interés nacional, el cual hace parte de la Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero.

El equipo de trabajo es coordinado directamente por el Subdirector de Fiscalización, adicionalmente, el seguimiento al pago de regalías y demás contraprestaciones económicas para estos títulos es apoyado por otro equipo de trabajo de la Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero.

En la Subdirección de Fiscalización y Ordenamiento Minero se dispone de un cuarto para el archivo de expedientes, el cual cuenta con archivadores especiales con condiciones de seguridad bajo llave para garantizar la custodia de los mismos.

El procedimiento para la realización de las visitas técnicas de fiscalización parte de una programación semestral de las visitas a realizar; posteriormente, la visita es comunicada al representante técnico del contratista, señalando los aspectos que cubrirá la visita, de acuerdo con las obligaciones establecidas en cada contrato. De cada visita se elabora un in-

forme, el cual es incorporado al expediente; las conclusiones del mismo son comunicadas al contratista respectivo.

Para los títulos mineros de Drummond S.A., Prodeco S.A., y Cerrejón Limited, se realiza visita de seguimiento y control al puerto respectivo, con el fin de verificar aspectos como: muestreo, verificación, embarques, calidad e inventarios. Para la realización de estas visitas se cuenta con el apoyo de una funcionaria del Servicio Geológico.

A la fecha, Ingeominas hace fiscalización a 39 proyectos de interés nacional así:

- Gran escala: 22 (quince para carbón y siete para níquel).
- Mediana escala: 17 (nueve para carbón, seis para sal y uno para mineral de hierro).

SEGUIMIENTO Y CONTROL EN LAS GOBERNACIONES DELEGADAS

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

TABLA 20. ACTUACIONES GOBERNACIONES

Gobernación	Número de títulos vigentes	Visitas técnicas Realizadas	Evaluación informes técnicos
Antioquia	1.313	826	206
Bolívar	387	518	8
Boyacá	558	832	50
Caldas	181	548	81
Cesar	145	263	17
Norte de Santander	355	698	114

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

A continuación, se muestra el comportamiento que han tenido las autoridades mineras delegadas en cuanto al número de visitas de fiscalización realizadas a las áreas de títulos mineros, en el período 2005 - 2010, al pasar de un cubrimiento del 27% en 2005, al 76% en 2010.

**TABLA 21. COMPORTAMIENTO VISITAS DE FISCALIZACIÓN A TÍTULOS MINEROS
2005 - 2010**

Delegada	No. De visitas					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Antioquia	269	319	446	347	698	826
Boyacá	220	247	545	539	616	832
Caldas	35	163	450	295	292	548
Cesar	26	94	162	256	258	263
Bolívar	50	98	234	334	577	518
Norte de Santander	51	144	183	497	505	698
Ingeominas	898	1900	2646	4.218	3.890	2.606
Total	1.549	2.965	4.666	6.486	6.836	6.291
No. Títulos	5.816	5.691	6.771	7.426	8.126	8.263
% de Visitas	26,6%	52,1%	68,9%	87,3%	84,1%	76,1%

Lo anterior demuestra un crecimiento porcentual de las visitas de fiscalización minera en relación con el total de títulos, cuyo número también ha venido aumentando, y que comparando con las visitas ejecutadas en 2005 equivale a un crecimiento del 185%. Esto evidencia el inmenso esfuerzo que ha hecho la institucionalidad minera por mejorar su desempeño.

En este aspecto, cabe anotar que la meta SIGOB para el 2011 en cuanto a fiscalización corresponde a cubrir el 90% de los títulos mineros inscritos en el Registro Minero Nacional.

4.2.2.4 Programa de Legalización de Minería de Hecho

El programa de Legalización de Minería de Hecho, ordenado por el artículo 165 de la Ley 685 de 2001, otorgó a los explotadores que no contaban con 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 tres años. Dicho programa fue reglamentado mediante Decreto 2390 de 24 de octubre de 2002, el cual 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 CONCESSION: en caso de no ser rechazada la solicitud.

En las siguientes tablas se puede observar el avance del mismo:

TABLA 22. PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN ANTE GOBERNACIONES DELEGADAS LEY 685

Delegada	Etapa 1		Etapa 2		Etapa 3	Etapa 4		Archivadas
	Total Radicadas	Trámite para visitas realizadas	Visitas realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En trámite de PTO y PMA	Para firma de contrato	Contratos suscritos	
Antioquia	243	0	90	48	2	12	11	15
Caldas	327	0	114	94	136	0	13	139
Cesar	88	0	73	40	0	0	33	55
Bolívar	90	10	40	33	33	10	23	60
Boyacá	26	0	137	94	30	45	1	130
Norte de Santander	41	16	17	13	13	3	11	20
Total	1.015	26	471	322	214	70	92	419

Fuente: gobernaciones delegadas, consolidado MME, información a abril 2011.

TABLA 23. ESTADO DEL PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN LEY 685 DE 2001 INGEOMINAS

	Solicitudes radicadas	Solicitudes rechazadas en firme	Elaboración de minuta y firma de contrato	En registro minero	Solicitudes en trámite
Total	2.846	2.413	61	51	321

Fuente: Subdirección de Contratación y Titulación Minera, abril de 2011.

Bajo la Ley 1382 de 2010, reglamentado por el Decreto 2715 del 2010, se tiene el siguiente informe de avance hasta abril de 2011:

TABLA 24. PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN ANTE GOBERNACIONES DELEGADAS LEY 1382

Delegada	ETAPA 1		ETAPA 2		ETAPA 3	ETAPA 4		Archivadas
	Total radicadas	Trámite para visitas realizadas	Visitas realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En trámite de PTO y PMA	Para firma de contrato	Contratos suscritos	
Antioquia	361							3
Caldas	52	12						
Cesar	17	15						2
Bolívar	114	114						
Boyacá	215	91						
Norte de Santander	4							3
Total	763	232	0	0	0	0	0	8

Fuente: gobernaciones delegadas, consolidado MME, abril de 2011.

TABLA 25. ESTADO DEL PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN LEY 685 DE 2001 INGEOMINAS

	Solicitudes radicadas	Evaluación técnica	Notificado	Resolución de rechazo	Para visita técnica	Resolver recurso	Definir trámite	Archivado en firme
Total	2.145	1.039	403	242	1	2	431	27

Fuente: Ingeominas, abril de 2011.

4.2.2.5 Programa Integral de Control a la Ilegalidad

En ejecución del convenio entre el Ministerio de Minas y Energía, Fiscalía General, el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, la Procuraduría General y el Ingeominas, cuyo objetivo es el aunar esfuerzos en la formulación y puesta en marcha de estrategias que permitan minimizar y erradicar la minería ilegal, se logró la coordinación de operativos:

Algunos de los resultados de estas operaciones, realizadas a finales del año 2010, son los siguientes:



TABLA 26. RESULTADOS DE LOS OPERATIVOS

Operativo	Entidades Vinculadas	Municipios	Resultados
Ayapel Operación Dorado. Septiembre de 2010.	Policía, Ejército, Ingeominas, MAVDT, DAS.	Ayapel.	1. Intervención de 24 minas. 2. Captura de 46 personas en flagrancia. 3. Incautación o decomiso de elementos varios como: - 21 retroexcavadoras - 1 Bulldozer - 8 motobombas - 1 arma de fuego - 1.610 galones de ACPM - 102 Kg. de mercurio
Corporación Autónoma Regional del Cauca, CRC. Octubre de 2010.	Corporación Autónoma Regional del Cauca, CRC.	Tambo, Patía, La Sierra y Rosas.	1. Cierre de 6 minas.
Corporación Autónoma Regional del Tolima, Cortolima. Octubre de 2010.	CORTOLIMA, Fiscalía, CTI y el Ejército Nacional.	Municipios de Coyaima, Chaparral y Ataco.	1. Captura de 7 personas. 2. Incautación o decomiso de elementos varios como: - 40 retroexcavadoras - 2 Bulldozer - 22 motobombas - 3 motores grandes para succión de agua - 2 escopetas de diferentes calibres
Caucasia Operación Escudo. Octubre de 2010.	Policía Nacional, Ejército Nacional, MAVDT, Ingeominas, IDEAM y Fiscalía.	Municipios de Cáceres, El Bagre y Tarazá en Antioquia y Puerto Libertador en Córdoba.	1. Intervención de 18 minas de las cuales 09 fueron cerradas. 2. Captura de 17 personas en flagrancia. 3. Incautación o decomiso de elementos varios como: - 40 retroexcavadoras - 2 motobombas - 1 montacargas - 1 planta eléctrica - 7 dragas
Corporación Autónoma Regional para el Desarrollo Sostenible del Chocó, Codechoco.	DAS, Ejército, Codechocó. Agosto de 2010 Grupo de Protección Ambiental y Ecológica, SIJIN, DECHO, ESIPOL-DECHO, EMCAR-DECHO, Codechocó. Noviembre de 2010.	Zona rural del corregimiento de Certegui, Corregimiento de Raspadura. Municipios de Tadó y Novita.	1. Inmovilización de 3 retroexcavadoras en el corregimiento de Certegui y de 1 retroexcavadora en el corregimiento de Raspadura. 1. Inmovilización de 3 retroexcavadoras en el Municipio de Tadó y de 4 retroexcavadoras en el municipio de Novita.

Fuente: gobernaciones delegadas, consolidado MME, información a abril 2011.

Dentro de las operaciones realizadas en contra de la explotación ilícita de minerales en lo que ha transcurrido del año 2011, se tiene:

**TABLA 27. ACCIONES EN CONTRA DE LA EXPLOTACIÓN ILÍCITA DE MINERALES
RESULTADOS OPERATIVOS**

Resultados minería ilegal		Periodo del 1 de enero al 30 de mayo	
		2010	2011
Minas intervenidas		34	225
Minas Cerradas		0	185
Capturas		224	663
Incautación de Maquinaria	Retroexcavadoras	64	59
	Vehículos	11	26
	Motores	2	58
	Motobombas	3	45
	Clasificadoras	0	10
	Buldócer	4	0
	Dragas	0	33
ACPM (gls)		0	1266
Gasolina (gls)		0	172
Oro (kg)		1	1

Fuente: DIJIN (CEMIR - DICAR), Policía Nacional.

Estas acciones se han realizado con la coordinación de la Policía Nacional, Dirección de Carabineros, DICAR, en compañía de las autoridades mineras, ambientales, aduaneras y judiciales a nivel central o regional.

Las capacitaciones en normatividad minera realizadas a las diferentes autoridades regionales y locales en el país de enero a mayo de 2011 son las siguientes:

TABLA 28. CAPACITACIONES EN NORMATIVIDAD MINERA

Capacitaciones	Personas capacitadas
Taller Corporación Autónoma del Alto Magdalena, CAM	20
Taller Contraloría General de la Nación	40
Seminario de financiación	90
Taller a entidades (Corporación Autónoma, Fiscalía, Procuraduría, Gobernación, Policía, Ejército y Alcaldía de Dibulla)	20
Taller a los alcaldes del Sur de Bolívar	30
Taller Campoalegre (Huila)	99
Taller Santander de Quilichao	20

Fuente: Consolidado Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Minas.

4.2.3 Líneas para promover el mejoramiento de la productividad y competitividad en la minería

4.2.3.1 Agenda para la modernización de la minería tradicional

Dentro de las líneas que promueven el mejoramiento de la productividad y competitividad en la minería, se está ejecutando el proyecto “Diseño e implementación de un plan de intervención para la promoción y fortalecimiento

técnico, empresarial, social y ambiental de los grupos asociativos que legalmente desarrollan la actividad minera a pequeña y mediana escala de producción, en los Distritos Mineros de los departamentos de Cundinamarca, Bolívar, Boyacá, Cauca, Norte de Santander y Tolima”.

El proyecto tiene como metas la intervención y fortalecimiento de treinta Grupos Asociativos, los cuales deben contar con título minero vigente en etapa de explotación, plan de manejo o licencia ambiental y la firma del acta en donde se comprometen a trabajar conjuntamente en toda la ejecución del proyecto.

Principales Acciones Adelantadas:

- Inicio de la ejecución del contrato con Geominas S.A. 17 de enero de 2011. Duración del Contrato: 11.5 Meses.
- Revisión de las experiencias exitosas en fortalecimiento empresarial minero.
- Identificación y selección de los grupos asociativos: verificación de los requisitos exigidos, entre ellos, que tengan aprobados tanto el Programa de Trabajos y Obras como la Licencia Ambiental y que se encuentren en la etapa de explotación.
- Realización de seis talleres de socialización del programa en los distritos mineros de San Martín de Loba, en Bolívar; Cúcuta, en Norte de Santander; Bermellón y Ataco, en Tolima; Zipa – Samacá, en Cundinamarca; Mercaderes, en el Cauca; y Norte de Boyacá.
- Realización de los diagnósticos. Consiste en identificar el estado de la estructura empresarial, condiciones técnicas de operación de la mina y aspectos ambientales de los trabajos ejecutados por los grupos asociativos mineros.

Las etapas que faltan por implementarse son las siguientes:

- Etapa de identificación de acciones.
- Etapa de formulación.
- Etapa de cuantificación de beneficios.
- Etapa de implementación.

4.2.3.2 Proyectos de Fomento Minero

Para el año 2010, el Departamento Nacional de Planeación realizó una redistribución del saldo de recursos del FNR disponibles en la presente vigencia, para financiar proyectos de inversión del sector minero de la siguiente manera:

- Apoyo y fomento a la minería (a través de Ingeominas) proyectos mineros especiales nacionales, por valor de \$1.904.275.012.

- Recuperación de áreas afectadas por la minería del baqueño y para el fomento de la pequeña minería del oro en zonas productoras del departamento del Chocó, por valor de \$726.528.367. No tienen que pasar por Ingeominas.
- Recuperación de áreas afectadas por la minería del baqueño y para fomento de la pequeña minería del oro en las zonas productoras del departamento del Vaupés, por valor de \$363.264.184. No tienen que pasar por Ingeominas.
- Recuperación de áreas afectadas por la minería del baqueño y para fomento de la pequeña minería del oro en las zonas productoras del departamento del Guainía, por valor de \$489.515.309. No tienen que pasar por Ingeominas.
- Análisis para la promoción de proyectos mineros auríferos, municipios productores de los departamentos de Antioquia, Nariño y Risaralda, por valor de \$798.573.539. No tienen que pasar por Ingeominas.
- Apoyo y fomento a la minería a través de Ingeominas por el valor de \$491.072.332.
- Durante este periodo, el Ministerio de Minas y Energía viabilizó dos proyectos de fomento a la minería, enviados al Departamento Nacional de Planeación, los cuales fueron aprobados y se muestran a continuación.



TABLA 29. PROYECTOS DE FOMENTO MINERO APROBADOS CON RECURSOS 2010

Proyecto	Valor aprobado por el fondo nacional de regalías	Cofinanciación entes territoriales			Valor total del proyecto
		Alcaldía	Gobernación	Otros aportes	
Mejoramiento de las condiciones sociales y mineras del cabildo indígena de Puracé, municipio de Puracé, departamento del Cauca.	\$2.910.609.250				\$2.910.609.250
Mejoramiento de las condiciones de exploración, explotación y beneficio de arcillas en el departamento de Sucre, Fase III, Sincelejo.	\$3.385.181.780				\$3.385.181.780
Total	\$6.295.791.030				\$6.295.791.030

Fuente: Ingeominas.

Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía recibió del Fondo Español para la Evaluación de Impacto, SIEF (por sus siglas en inglés), una donación de US\$250.000 para el proyecto de Reforma Institucional del Sector Minero y del Catastro Minero Colombiano. El SIEF es un programa del Banco Mundial de 10,4 millones de euros, financiados por España, más un complemento de 1,5 millones de dólares, financiados por el Reino Unido.

El objetivo de este proyecto es hacer una evaluación completa del actual sistema de catastro y generar propuestas para mejorar la capacidad institucional, asimismo, que el proceso de asignación, seguimiento, control y fiscalización de títulos mineros se haga de manera eficiente y transparente. Se tiene proyectado iniciar la ejecución de este proyecto en el segundo semestre de 2011.

4.2.3.3 Estrategia de financiamiento para el sector minero

Para cumplir con este propósito, el Ministerio de Minas y Energía trabajó en varios aspectos, dando aplicabilidad a las recomendaciones del estudio que se elaboró en conjunto con la CAF, el cual contiene acciones que se deben trabajar con el sector financiero para hacer ágil y accesible el financiamiento e inversión para el sector minero.

De esta forma, se organizaron tres talleres de financiamiento minero denominados “Promoviendo un mercado financiero local para el sector minero colombiano”, los cuales se desarrollaron en Bucaramanga, Bogotá y Medellín los días 6, 7 y 8 de julio de 2010, respectivamente. El objetivo de este ejercicio fue reunir a los principales actores de los sectores minero y financiero, para promover y acelerar el desarrollo de un mercado financiero local para el sector minero colombiano.

Durante estos eventos, a los que asistieron 216 personas, participaron, por una parte, expertos en proyectos mineros que desarrollaron el tema frente a las necesidades y requerimientos de información del sector financiero, y por otra, expertos del sector financiero y del mercado de capitales, que mostraron la oferta en cuanto a financiamiento minero. Participaron Fenalcarbón, Bolsa de Valores de Colombia, Bancoldex, Financiera Energética Nacional, Bolsa Mercantil de Colombia y un experto internacional de la firma canadiense IRIC.



Igualmente, con el objeto de dar a conocer y poner a disposición de la minería del carbón los recursos de crédito disponibles en la Línea de Crédito para Operaciones Míneras, FIMIN, se le dio publicidad invitando a la FEN a los diversos eventos y también enviando comunicaciones a los gremios, dando a conocer el funcionamiento y las condiciones de dicho producto. La FEN recibió solicitudes por valor de \$13.400 millones, de los cuales se aprobó un crédito que asciende a la suma de \$1.941 millones.

Teniendo en cuenta que la demanda de recursos ha sido muy baja, se logró adelantar la contratación de un estudio que va a permitir caracterizar la pequeña y mediana minería de carbón, definir la línea de crédito óptima y entender la actividad de comercialización de carbón, conocer mejor a la demanda del crédito, y otorgar y colocar una mayor cantidad de recursos que ayuden a mejorar la productividad de la minería de carbón. Además, servirá de orientación y fundamento para la entrega de créditos de la línea de crédito para operaciones mineras de la Financiera Energética Nacional, FEN.

Por otra parte, se está culminando el Convenio 110 de 2008 suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía, el SENA y la Universidad Nacional, el cual brindó capacitación a más de 5.000 personas en diferentes aspectos del proceso minero como gerencia básica, buenas prácticas empresariales y técnicas de mejoramiento continuo, formulación de planes de negocios y financiamiento de pequeños y medianos proyectos mineros. También se llevó capacitación a los trabajadores mineros en lo relacionado con las operaciones unitarias mineras. Este convenio contempla, además, la construcción de dos aulas móviles para capacitación en beneficio de minerales y operaciones mineras.

Finalmente, durante la primera semana de febrero de 2011, en la ciudad de Bogotá, se llevó a cabo el Seminario de capacitación “Estándares internacionales de reportes técnicos, valoración de proyectos y reservas mineras y planes de negocio para el sector minero”, el cual estuvo dirigido a profesionales de Ingeominas, gobernaciones delegadas, Dirección de Minas del MME y otros, como directivos gremiales, asociaciones de profesionales y directivos de universidades relacionadas con la ingeniería de minas, la geología y la economía, sector financiero y bursátil.

El evento contó con la presencia de más de 100 personas durante los cinco días que tuvo de duración. Los encargados de brindar la capacitación fueron una combinación de expertos chilenos y colombianos que trataron diferentes tópicos, como el negocio minero, incertidumbres y riesgos, estimación y categorización de recursos y reservas, estándares internacionales, gestión de inversiones mineras, tipos de proyectos y fuentes de financiación minera.

4.2.3.4 Censo Minero

La autoridad minera no posee información integral respecto de la industria minera, constituyéndose en uno de los principales obstáculos para la proyección de diagnósticos del sector, lo que genera la evasión en el recaudo de regalías, incumplimiento con la seguridad social de los trabajadores, evasión del pago de regalías e impuestos, proliferación de explotaciones ilegales y operaciones mineras inseguras, empleos de baja calidad, altos índices de accidentalidad y daños ambientales, entre otros aspectos.

Consecuentemente, ello no permite definir políticas económicas y sociales, así como para tomar decisiones sobre el tema por parte de la autoridad competente y de esta manera reducir la informalidad, que se traduce en pérdida de imagen del sector minero ante inversionistas a nivel nacional e internacional.

Estos factores generan la necesidad de dotar al país con una investigación censal, que aporte herramientas metodológicas apropiadas para la implementación de investigaciones estadísticas básicas, registros sistemáticos y homogéneos de las características de las unidades mineras productivas.

En este sentido, a través de la Licitación Pública 04 de 2009, el Ministerio de Minas y Energía ejecutó el censo minero en los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Cauca, Norte de Santander, Huila y Tolima, el cual incluyó el levantamiento en campo de la información, digitalización en la plataforma y entrega de informe con análisis de los datos de 6.170 unidades mineras.

Asímismo, de conformidad con los parámetros y metodología establecida por el Ministerio de Minas y Energía, pero con recursos económicos de la Gobernación de Antioquia, se adelantó el censo minero en este departamento, el cual dio como resultado un total de 2.026 encuestas de unidades mineras.

Igualmente, en el departamento de Bolívar se realizó el censo de 1.432 unidades mineras a través del Convenio Interadministrativo 52 de 2009, celebrado entre el Ministerio de Minas y Energía y el departamento de Bolívar.

Con el propósito de ampliar la cobertura del Censo Minero, el Ministerio de Minas y Energía adelantó la Licitación Pública 01 de 2010, a través de la cual se contrató la realización de la fase II, que contempló la realización de esta actividad en los departamentos restantes, exceptuando San Andrés. Así, se busca concluir con el levantamiento y recolección de información en todo el territorio nacional. Durante esta fase II del Censo, con corte a 15 de abril de 2011, presenta un total de 4.426 encuestas de unidades mineras.

Una vez finalizada dicha fase, se dará inicio a la etapa post-censal, en la cual se compilará, procesará y divulgará toda la información recopilada durante las fases I y II, y que permitirá conocer de una forma más amplia el estado de la minería en nuestro país y, de esta manera, poder formular y ejecutar políticas orientadas a mejorar la extracción y el aprovechamiento de los recursos minerales del país.

4.2.4 Líneas para promover el desarrollo sostenible en la minería

4.2.4.1 Aspectos ambientales

Como una de las bases para realizar un trabajo conjunto en materia minero ambiental, los ministerios de Minas y Energía, y de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial trabajaron de manera conjunta en la Agenda Ambiental Interministerial, como estrategia para adelantar una serie de líneas estratégicas en los siguientes cuatro años.

Esta gran iniciativa queda plasmada y firmada por los viceministros de Minas y Energía y Ambiente, la cual fue la base para la firma de otras agendas similares para el sector minero energético, entre ellas, la Agenda Ambiental para el sector de Minería, que se compone de seis grandes ejes temáticos con sus objetivos, actividades, metas y responsables.

Los ejes a desarrollar en la agenda son: recurso hídrico, servicios ecosistémicos, cambio climático, procesos productivos competitivos y sostenibles, prevención y control a la degradación ambiental y el fortalecimiento institucional.

Como parte de estos, se destacan temas como el trabajo conjunto en la delimitación de zonas excluibles de la minería; información para el Plan Hídrico Nacional; estrategias para la protección, conservación y uso sostenible de las cuencas; la realización del Plan Nacional de Ordenamiento Minero; promover buenas prácticas, en particular en lo relacionado con el uso/eliminación de sustancias tóxicas como el mercurio en zonas auríferas; incorporar adecuadamente la internalización de los costos ambientales en la planificación de los proyectos mineros; el fortalecimiento de la gestión ambiental en el cierre de proyectos mineros; la puesta en marcha de un programa sobre pasivos ambientales mineros; avanzar en la erradicación de la minería ilegal y la formulación e implementación de la política ambiental al interior del Ministerio de Minas y Energía.

ESTUDIO DE PASIVOS AMBIENTALES

Durante el año 2010, y continuando con el trabajo que se venía desarrollando en el año 2009, se culminó la consultoría para desarrollar el marco conceptual y metodológico para caracterizar, priorizar y valorar económicamente los pasivos ambientales mineros. Partiendo de esta base, se propusieron unos lineamientos de política de Pasivos Ambientales Mineros, los cuales deberán ser socializados para su posterior

puesta en marcha. Al respecto, vale la pena destacar que la metodología permite el tratamiento de aquellos pasivos considerados como huérfanos, esto es, que no tienen un doiente aparente y, por lo tanto, le correspondería al Estado entrar con una estrategia para abordarlos. En este sentido, la consultoría da luces para que los mismos, desde la perspectiva técnica y jurídica, en principio, se puedan abordar.

CAPACITACIÓN A LAS AUTORIDADES MINERAS Y AMBIENTALES EN TEMAS DE ACTUALIZACIÓN MINERO AMBIENTAL.

Entre los meses de agosto y noviembre el Ministerio de Minas realizó una serie de talleres en las ciudades de Cali, Medellín, Bogotá y Cartagena, dirigidos a funcionarios de los ministerios de Minas y Energía, y Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, el Ingeominas, la UPME, las gobernaciones delegadas y las Corporaciones Autónomas Regionales. El objetivo fue actualizar a las autoridades mineras y ambientales del país en temas minero ambientales, con motivo de los cambios en normativa minera y ambiental, para lo cual se partió del ciclo minero, incorporando las temáticas relevantes, y al final de cada sesión se abrió el espacio para preguntas por parte de los asistentes.

Los temas tratados fueron: la minería y el ciclo minero; minería y sus impactos generales según el tipo de minería; aspectos jurídicos de la minería; los trámites ambientales en las fases de un proyecto minero; el nuevo programa de legalización de minería de hecho; las guías minero ambientales y el reglamento de seguridad e higiene minera; los términos de referencia de estudios mineros y ambientales para las fases de un proyecto minero; la minería versus el ordenamiento territorial y la responsabilidad ambiental en la minería.

TALLERES DE CAPACITACIÓN EN EL USO/ELIMINACIÓN DEL MERCURIO

Debido a la problemática ambiental y de salud pública por la utilización inadecuada del uso del mercurio en los procesos de beneficio del oro en la minería de pequeña y mediana escala, y en virtud a la restricción de la comercialización de mercurio a partir del 2013, se formuló el proyecto de inversión: “Capacitación teórico práctica para la reducción o eliminación del uso del mercurio en procesos de beneficio del oro en el territorio nacional”, el cual será ejecutado en el año 2011.

SECTOR Energía Eléctrica



1. EVOLUCIÓN del mercado eléctrico

1.1 Evolución principales cifras de la operación y administración del Mercado de Energía Mayorista

En 2010 la generación de energía eléctrica en Colombia fue de 56.887,6 GWh, 1,6% por encima de la registrada en 2009 (55.965,6 GWh). Esta evolución positiva se debió principalmente al incremento en la demanda.

Durante 2010, la composición hidráulica – térmica de la generación estuvo impactada por la finalización del fenómeno

climático El Niño en el primer trimestre, acompañado de bajos aportes hídricos, y el desarrollo del fenómeno La Niña en el segundo semestre, asociado con altos aportes. El impacto combinado de ambos fenómenos climáticos sobre los aportes hídricos al Sistema Interconectado Nacional, SIN, llevó a finalizar un año en condiciones hídricas promedio, con aportes totales anuales de 52.302,1 GWh equivalentes al 106,9% del promedio histórico. Fue así como la generación térmica participó en la generación del SIN hasta en un 53,3% (enero de 2010) en pleno desarrollo de El Niño, mientras en el segundo semestre la participación bajó a promedios del 17% de la generación total. Al comparar la generación de 2010 con el año 2009, se tiene que la generación térmica tuvo un incremento del 7,6% mientras que la generación hidráulica decreció en un 1,6%.

Para atender la demanda de energía, 56.147,6 GWh, y de potencia, 9.100 MW, el SIN tenía una capacidad efectiva neta instalada al 31 de diciembre de 2010 de 13.289,5 MW, distribuida así:

TABLA 1. CAPACIDAD EFECTIVA NETA DEL SIN

Recursos	MW	%	Variación (%) 2010 - 2009
Hidráulicos	8.525	64,1%	0,0%
Térmicos	4.089	30,8%	-6,3%
Gas	2.478		
Carbón	990		
Fuel - Oil	434		
Combustóleo	187		
ACPM	0		
Menores	620,6	4,7%	8,2%
Hidráulicos	518,8		
Térmicos	83,4		
Eólica	18,4		
Cogeneradores	54,9	0,4%	56,9%
Total SIN	13.289,5	100%	-1,5%

Fuente: XM Expertos en Mercados.

Frente a diciembre 31 de 2009, la capacidad efectiva de 2010 fue inferior en un 1,5%, debido principalmente a la disminución de la capacidad térmica por el paso, al iniciar diciembre, de las plantas Flores 2 y Flores 3 (281 MW en total) al ciclo combinado Flores IV, que se encuentra en pruebas, cuya entrada en explotación comercial está prevista para inicios de 2011 con una capacidad efectiva neta de 450 MW. Se destaca en 2010, frente a 2009, el incremento en capacidad de los cogeneradores en 56,9% y de las plantas menores en un 8,2%.

1.2 Demanda de energía

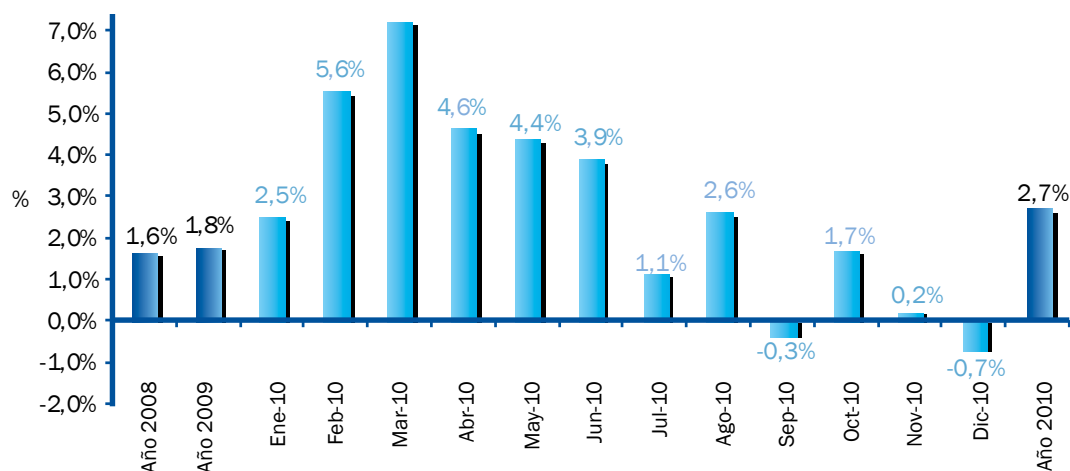
La demanda de energía eléctrica en Colombia alcanzó 56.147,6 GWh, con un crecimiento de 1.468,7 GWh, (2,7% más que en 2009 que fue de 54.678,9 GWh). Este incre-

mento se debió, en gran medida, a los altos consumos en el sector residencial (mercado regulado) durante los primeros meses de 2010, como resultado de las altas temperaturas registradas en el país por la presencia del fenómeno El Niño, y a la recuperación de la crisis económica, la cual se vio reflejada en el comportamiento de la demanda no regulada que atiende el consumo de energía de las actividades económicas, que en 2010 tuvo un crecimiento de 3,8% frente a un crecimiento del 0,3 en 2009.

1.2.1 Participantes del mercado

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, presta servicios a 48 generadores, 85 comercializadores, 11 transmisores y a 30 distribuidores (operadores de red). Al finalizar 2010, el número de fronteras comerciales

GRÁFICA 1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA



	2008	2009	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2010
GWh	53.870	54.679	4.577	4.409	4.890	4.611	4.788	4.587	4.707	4.772	4.665	4.819	4.616	4.707	56.148
%	1,6%	1,8%	2,5%	5,6%	7,2%	4,6%	4,4%	3,9%	1,1%	2,6%	0,3%	1,7%	0,2%	0,7%	2,7%

Fuente: XM Expertos en Mercados.

de usuarios regulados se ubicó en 4.741, las de usuarios no regulados en 4.638 y las de alumbrado público en 409. Frente a 2009 el número de fronteras se incrementó en un 3,7%.

1.2.2 Transacciones del mercado

El volumen total transado por compra venta de energía en el MEM fue de \$10,1 billones, cifra que superó por más de \$0,3 billones el volumen transado en 2009, (9,7 billones). El precio en bolsa promedio para el año 2010 presentó una disminución del 6,6% con respecto a 2009, al pasar de \$139,54 kWh a \$130,35 kWh y el precio promedio anual de los contratos bilaterales subió el 5,0%, al pasar de \$104,74 kWh en 2008 a \$109,94 kWh el año anterior.

El monto del flujo de dinero recaudado por facturación, a través de las cuentas que administra XM, ascendió a \$3,6 billones por concepto del Sistema de Intercambios Comerciales, SIC, y de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, LAC STN. Los fondos (Fondo de Apoyo Financiero para Energización de Zonas Rurales Interconectadas, FAER; Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI; Fondo de Energía Social, FOES; y Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE) disminuyeron en un 6,9%.

TABLA 2. AGENTES DEL MERCADO
A diciembre 31 de 2010

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	48	41
Comercializadores	85	69
Operadores de red	30	29
Transmisores	11	9
Fronteras usuarios regulados	4.741	
Fronteras usuarios no regulados	4.638	
Fronteras de alumbrado público	409	

Fuente: XM Expertos en Mercados.

TABLA 3. RECAUDO POR FACTURACIÓN (MILLONES \$)

Concepto	2009	2010	Variación
Compras en bolsa de energía	2.503.255	2.378.933	-5,0%
Cargos por uso del STN	1.177.211	1.186.547	0,8%
Total	3.680.466	3.565.480	-3,1%
Fondos FAER, FAZNI, FOES, PRONE	202.707	188.701	-6,9%

Fuente: XM Expertos en Mercados.

1.2.3 Intercambios internacionales de energía

En relación con los intercambios internacionales de electricidad, Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 535 MW a Ecuador y de 336 MW a Venezuela. Asimismo, desde estos países se pueden importar 395 y 205 MW, respectivamente. Durante 2010 se realizaron intercambios

de energía sólo con Ecuador, exportándose hacia ese país un total de 797,7 GWh, valor inferior en un 25,9% frente al registrado en 2009. Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 9,7 GWh, el cual también fue inferior con respecto al registrado en 2009 (20,8 GWh). Desde la implementación en 2003 de las Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE, con Ecuador, se han exportado al vecino país alrededor de 9.500 GWh por un valor cercano a los US\$ 800 millones.

TABLA 4. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD, TIE

Año	Energía (GWh)		Valor (miles US\$)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2009	1.076,7	20,8	107.711,7	1.118,5
2010	797,7	9,7	73.812,0	565,0
Total desde 2003	9.437,7	225,7	777.956,5	9.102,7

Fuente: XM Expertos en Mercados.

1.3 Resumen operación y administración del mercado - 2010

**TABLA 5. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN
Diciembre 31 de 2010**

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10.074,3
Transmisión 138 kV	15,5
Transmisión 220 – 230 kV	11.654,6
Transmisión 500 kV	2.646,3
Total SIN	24.390,7

Fuente: XM Expertos en Mercados.

TABLA 6. VARIABLES DE LA OPERACIÓN
Diciembre 31 de 2010

Variables	2009	2010	Variación	Crec.
Oferta				
Volumen útil diario (GWh)	10.000,0	11.957,1	1.957,1	19,6%
Volumen respecto a capacidad útil	64,8%	77,8%		
Aportes hídricos (GWh)	43.139,0	52.302,1	9.163,1	21,2%
Aportes respecto a la media histórica	88,8%	106,9%		
Vertimientos (GWh)	440,6	3.456,7	3.016,1	684,5%
Capacidad efectiva neta del SIN (MW)	13.495,8	13.289,5	-206,3	-1,5%
Generación				
Hidráulica(GWh)	38.713,8	38.088,6	-625,2	-1,6%
Generación hidráulica respecto al total (%)	69,2	67,0		
Térmica(GWh)	14.487,7	15.590,7	1.102,9	7,6%
Generación térmica respecto al total (%)	25,9	27,4		
Plantas menores (GWh)	2.658,0	2.985,6	327,6	12,3%
Generación menores respecto al total (%)	4,7	5,2		
Cogeneradores (GWh)	106,2	222,7	116,6	109,8%
Generación cogeneradores respecto al total (%)	0,2	0,4		
Total (GWh)	55.965,6	56.887,6	922,0	1,6%
Intercambios internacionales				
Exportaciones(GWh)	1.358,3	797,7	-560,6	-41,3%
Importaciones(GWh)	20,8	9,8	-11,0	-53,0%
Demanda				
Comercial(GWh)	55.959,4	56.897,3	937,9	1,7%
Nacional del SIN(GWh)	54.678,9	56.147,6	1.468,7	2,7%
Regulada(GWh)	36.977,5	37.820,7	843,1	2,3%
No Regulada(GWh)	17.351,1	18.002,2	651,1	3,8%
No atendida(GWh)	50,8	48,0	-2,8	-5,5%
Potencia(MW)	9.290,0	9.100,0	-190,0	-2,0%

Fuente: XM Expertos en Mercados.

TABLA 7. VARIABLES DEL MERCADO
Diciembre 31 de 2010

Variables	2009	2010	Variación	Crec.
SIC				
Energía transada en bolsa nacional (GWh)	17.939	18.251	311	1,7%
Energía transada en contratos (GWh)	63.686	63.552	-134	-0,2%
Total energía transada nacional (GWh)	81.625	81.802	177	0,2%
Desviaciones (GWh)	152	77	-75	-49,2%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	32,1%	32,1%	0,0%	0,1%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	113,8%	111,7%	-2,1%	-1,9%
Precio medio en bolsa nacional (\$/kWh)	139,54	130,35	-9	-6,6%
Precio medio en contratos (\$/kWh)	104,74	109,94	5	5,0%
Compras en bolsa nacional (millones \$)	2.503.255	2.378.933	-124.323	-5,0%
Restricciones (millones \$)	281.677	424.975	143.299	50,9%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	174.863	188.545	13.681	7,8%
Desviaciones (millones \$)	9.552	5.626	-3.926	-41,1%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	66.496	70.169	3.673	5,5%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	3.035.843	3.068.247	32.404	1,1%
Valor transado en contratos (millones \$)	6.670.480	6.986.575	316.095	4,7%
Total transacciones del mercado nacional (millones \$)	9.706.324	10.054.822	348.498	3,6%
Rentas de congestión (millones \$)	27.817	7.047	-20.770	-74,7%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1.620.050	1.451.636	-168.415	-10,4%
LAC				
Servicios LAC (millones \$)	12.301	12.140	-161	-1,3%
Cargos por uso STN (millones \$)	1.177.211	1.186.547	9.336	0,8%
Cargos por uso STR (millones \$)	852.725	876.638	23.913	2,8%
Fondos				
FAZNI (1) (millones \$)	58.756	57.971	-786	-1,3%
FOES (2) (millones \$)	22.254	5.638	-16.616	-74,7%
FAER (3) (millones pesos)	70.025	72.415	2.390	3,4%
PRONE (4) (millones pesos)	51.672	52.677	1.005	1,9%

(1) FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas.

(2) FOES: Fondo de Energía Social

(3) FAER: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas

(4) PRONE: Programa de Normalización de Redes Eléctricas

Fuente: XM Expertos en Mercados.

1.3.1 Resumen cifras a abril 30 de 2011

TABLA 8. CAPACIDAD EFECTIVA NETA DEL SIN - ABRIL 30 DE 2011

Recursos	MW	%	Variación (%) 2010 - 2009
Hidráulicos	8.715	64,5%	0,0%
Térmicos	4.088	30,3%	-6,3%
	Gas	2.476	
	Carbón	991	
	Fuel - Oil	434	
	Combustóleo	187	
	ACPM	0	
Menores	643,3	4,8%	8,2%
	Hidráulicos	541,5	
	Térmicos	83,4	
	Eólica	18,4	
Cogeneradores	54,9	0,4%	56,9%
Total SIN	13.501,2	100%	-1,5%

Fuente: XM Expertos en Mercados.

TABLA 9. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD, TIE

Acumulado	Energía (GWh)		Valor (miles US\$)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
Enero - abril 2011	661,2	0,2	48.333,3	8,9
Enero - abril 2010	53,7	2,8	19.094,5	292,8
Total desde 2003	10.098,9	225,9	826.289,8	9.111,6

Fuente: XM Expertos en Mercados.

TABLA 10. VARIABLES DE LA OPERACIÓN A ABRIL 30 DE 2011

Variables	Abr-10	Abr-11	Variación	Crec.
Oferta				
Volumen útil diario (GWh)	6.577,5	12.194,2	5.616,7	85,4%
Volumen respecto a capacidad útil (%)	42,6	77,3		
Aportes hídricos (GWh)	7.632,0	21.461,5	13.829,4	181,2%
Aportes respecto a la media histórica (%)	73,3	181,3		
Vertimientos (GWh)	155,7	1.221,3	1.065,6	684,5%
Capacidad efectiva neta del SIN (MW)	13.495,8	13.289,5	-206,3	-1,5%
Generación				
Hidráulica(GWh)	9.256,3	14.698,6	5.442,3	58,8%
Térmica(GWh)	8.472,7	3.151,9	-5.320,8	-62,8%
Plantas Menores (GWh)	731,7	1.117,0	385,3	52,7%
Cogeneradores (GWh)	62,5	88,8	26,4	42,2%
Total(GWh)	18.523,2	19.056,3	533,1	2,9%
Intercambios internacionales				
Exportaciones(GWh)	2,8	0,2	-2,6	-94,1%
Importaciones(GWh)	53,7	666,4	612,7	1141,6%
Demanda				
Comercial(GWh)	55.959,4	56.897,3	937,9	1,7%
Nacional del SIN(GWh)	18.487,1	18.414,3	-72,8	-0,4%
Regulada(GWh)	12.519,4	12.364,0	-155,4	-1,2%
No Regulada(GWh)	5.880,1	5.924,2	44,1	0,7%
No atendida(GWh)	14,9	24,5	9,6	64,3%
Potencia(MW)	9.100,0	8.973,0	-127,0	-1,4%

Fuente: XM Expertos en Mercados.

**TABLA 11. AGENTES DEL MERCADO
A abril 30 de 2011**

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	48	40
Comercializadores	85	54
Operadores de red	30	29
Transmisores	11	9
Fronteras usuarios regulados	4.734	
Fronteras usuarios no regulados	4.782	
Fronteras de alumbrado público	417	

Fuente: XM Expertos en Mercados.

**TABLA 12. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN
Abril 30 de 2011**

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10.094,6
Transmisión 138 kV	15,5
Transmisión 220 – 230 kV	11.654,6
Transmisión 500 kV	2.646,3
Total SIN	24.411,0

Fuente: XM Expertos en Mercados.

1.4 Gestión de la situación energética nacional frente al fenómeno El Niño

Durante los meses de presencia del fenómeno El Niño, en los años 2009 - 2010, y a pesar de los aportes hídricos deficitarios registrados en el sistema, XM garantizó la atención de la demanda de electricidad colombiana, a diferencia de algunos países vecinos en donde se presentaron racionamientos de energía eléctrica.

Durante este período de El Niño, entre el año 2009 y 2010, XM, en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía; la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG; el Consejo Nacional de Operación, CNO; y demás agentes del sector, identificó y llevó a cabo las medidas necesarias tendientes a garantizar la confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica durante el verano 2009 - 2010 y subsiguientes.

Como resultado del uso eficiente de los recursos de generación y del trabajo coordinado de los sectores eléctrico y de combustibles, además de la implantación por parte del sector energético de diferentes medidas, tales como la maximización de la disponibilidad térmica, el aseguramiento del suministro de combustibles, la racionalización de las exportaciones de energía, entre otras, se validó lo esperado por el sector eléctrico colombiano al inicio de El Niño: “El país cuenta con recursos suficientes para afrontar una hidrología tan seca como la presentada en El Niño entre 1997 y 1998,

siempre y cuando se haga un uso eficiente de dichos recursos”.

La mayor parte de las medidas fueron levantadas a comienzos de junio de 2010, cuando las agencias climáticas informaron que las condiciones de El Niño habían desaparecido y existía una alta probabilidad de transición hacia condiciones de “La Niña”.

2. UPME

Le compete a la UPME actualizar anualmente el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, el cual es indicativo en generación y de obligatorio cumplimiento en lo que respecta al Sistema de Transmisión Nacional STN.

En lo referente a generación, el Plan de Expansión 2010 – 2024 evaluó inicialmente el sistema colombiano en el periodo 2010 – 2018, bajo un escenario de demanda alta, sin interconexiones y solo considerando proyectos en construcción y aquellos que adquirieron obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad, encontrando que no se ven requerimientos de expansión adicionales para el periodo analizado (2010-2017). En términos generales, los índices de confiabilidad no superan los valores límites fijados por la regulación.

Se analizaron cuatro escenarios base, a fin de identificar las necesidades de expansión de la generación en el largo plazo, es decir, al 2024: el primero es de referencia y considera, entre otros, la expansión en generación declarada por los países vecinos, un segundo escenario considera como sensibilidad el aplazamiento de algunos proyectos en los países vecinos y una capacidad de exportación de 600 MW a Panamá, el tercer escenario consideró adicionalmente una planta de regasificación y el cuarto escenario consideró el posible retiro de unidades térmicas con más de 30 años de uso.

2.1 Conclusiones Plan de Generación 2010 - 2025

- En el corto plazo no se ven requerimientos de generación adicionales a los proyectos resultantes de la subasta del Cargo por Confiabilidad.
- La energía firme (ENFICC) iguala la demanda (escenario alto) en el año 2021.
- Para cumplir criterios de confiabilidad en el horizonte

TABLA 13. ESCENARIOS BASE NECESIDADES DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN - 2024

Escenarios	Supuestos	Conclusiones
Escenario 1 (Referencia)	Disponibilidad de recursos, expansión de generación definida en Colombia, planes declarados de expansión de Centroamérica y Ecuador, demanda alta y capacidad de transporte de 500 MW a Ecuador y 300 MW a Panamá.	<ul style="list-style-type: none"> Costo marginal promedio de 50 US\$/MWh. Exportaciones promedio a Ecuador de 200 GWh mes; sin embargo, éstas se ven afectadas en el mediano plazo, experimentando un notable descenso hacia el año 2017, por la entrada de proyectos hidroeléctricos en Ecuador; en particular la central Cocacodo Sinclair. Algunas importaciones desde Ecuador a partir de este mismo año. Se presentaría un importante nivel de exportaciones hacia Centro América, incluso ante un escenario de demanda alto en Colombia (por encima de los 200 GWh-mes). Entre 2010 y 2024 se requerirían 1.900 MW adicionales a los establecidos por el Cargo de Confiabilidad.
Escenario 2	Cocacodo en Ecuador (1.500 MW) por fuera del periodo de planeamiento, Capacidad de transporte de 600 MW a Panamá.	<ul style="list-style-type: none"> Colombia con vocación exportadora. Exportaciones a Ecuador oscilarían entre 150 y 300 GWh-mes. Exportaciones a Centro América oscilarían entre 150 y 450 GWh-mes. El costo marginal se ubicaría cerca de los 60 US\$/MWh entre el 2015 y el 2016, experimentando un incremento debido al requerimiento de recursos para atender la demanda nacional y las exportaciones.
Escenario 3	Cocacodo en Ecuador (1500 MW) por fuera del periodo de planeamiento, Capacidad de transporte de 600 MW a Panamá, regasificación en 2016.	<ul style="list-style-type: none"> Al ser un escenario de abastecimiento crítico de gas, la proyección de precios de este combustible contempla la incorporación de una planta de regasificación. En este sentido, aumenta el costo marginal.
Escenario 4	Cocacodo en Ecuador (1500 MW) por fuera del periodo de planeamiento, Capacidad de transporte de 600 MW a Panamá, Retiro de centrales de Generación con más de 30 años de servicio (198 MW a carbón y 13 MW a gas).	<ul style="list-style-type: none"> El retiro de las centrales de generación implica mayores requerimientos de generación en el mediano plazo. El costo marginal del sistema alcanza un promedio de 68 US\$/MWh. En cuanto a las exportaciones de Ecuador y Centro América, las mismas no se ven afectadas, manteniendo Colombia un perfil exportador. Entre 2010 y 2024 se requerirían 2.050 MW adicionales a los establecidos por el Cargo de Confiabilidad.

Fuente: UPME.

2010-2024, se requieren 1.900 MW adicionales a los ya definidos por el mecanismo de subastas y 2.050 MW si se considera el retiro de algunas plantas de generación instaladas hace más de treinta años y que pueden ser sustituidas o repotenciadas.

- La posición de Colombia como exportador de energía depende en gran medida de la expansión en los países vecinos.
- La participación de la capacidad instalada de generación hidráulica se incrementa.
- Se requiere alcanzar un equilibrio hidro-térmico para reducir vulnerabilidad del Sistema.

2.1.1 Seguimiento al Plan

En el ejercicio permanente de seguimiento a la expansión de la generación, la UPME ha venido actualizando la información con los agentes sobre las características técnicas de las máquinas y del sistema en general, al igual que las perspectivas de desarrollo de los promotores y agentes con fines de modelamiento de la revisión del plan indicativo de generación 2011-2025.

Se ha realizado seguimiento a los proyectos en construcción, identificando los posibles retrasos y previendo las posibles consecuencias para el sistema.

En conjunto con agentes y con Ministerio de Ambiente se

ha trabajado la metodología para emitir los conceptos de optimización del recurso hídrico con fines energéticos.

En cuanto a los ejercicios propios de la UPME, se han venido desarrollando estudios donde se revisan internacionalmente las nuevas tendencias de planeamiento y se han propuesto algunos esquemas para el caso de Colombia.

2.2 Transmisión de energía eléctrica

Le compete a la UPME actualizar anualmente el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, el cual es indicativo en generación y de obligatorio cumplimiento en lo que respecta al Sistema de Transmisión Nacional, STN. En noviembre de 2010 se adoptó el Plan de Expansión 2010 – 2024 mediante Resolución 182215 de noviembre de 2010, del Ministerio de Minas y Energía.

El Plan propone una red objetivo de largo plazo a fin de garantizar la atención de la demanda con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Adicionalmente, analizó la problemática y estableció los requerimientos en cada una de las subáreas eléctricas o Sistemas de Transmisión Regionales, STR. Finalmente, se definieron las obras de transmisión requeridas que serán construidas mediante el mecanismo licitatorio de convocatorias públicas o mediante el mecanismo de ampliación, según el caso.

Las obras de transmisión recomendadas por la UPME a través del Plan de expansión 2010 - 2024 y adoptadas por el MME son:

- Nueva subestación Chivor II 230 kV y conexión con la actual subestación Chivor. Costo: US\$7,23 millones.
- Enlace Chivor II – Bacatá 230 kV con una subestación intermedia en el norte de la Sabana de Bogotá. Costo: US\$51,1 millones.
- Nueva subestación Alférez 230 kV. Costo: US\$11,2 millones.
- Subestación Porce IV 500 kV y líneas asociadas. Costo: US\$23,79 millones.
- Subestaciones del STN que pueden ser objeto cambio de configuración. Su ejecución se sujeta a la viabilidad técnica, económica y operativa.

El Plan 2010 – 2024 recomendó la ejecución de obras por más de 90 millones de dólares, sin contar aquellas que se identifican en el mediano plazo y que se recomendarán en las siguientes revisiones del Plan las cuales totalizan más de 650 millones de dólares.

Se analizó técnicamente el impacto sobre el sistema eléctri-

co de la ampliación de la capacidad de interconexión con Panamá, de 300 MW a 600 MW. Igualmente, se analizaron las conexiones de grandes usuarios como Ecopetrol, Petro Rubiales y Drummond, los cuales motivaron una revisión a la red asociada a la central Sogamoso, la nueva subestación Chivor II y posibles refuerzos en la red de la Costa respectivamente.

Adicionalmente, en lo referente a la emisión de conceptos de conexión y actualización de cargos de nivel de tensión IV, se conceptuaron las siguientes solicitudes.

TABLA 14. SOLICITUDES CONCEPTOS DE CONEXIÓN

Estudio de Conexión
Conexión al STN de zona franca La Cayena
Nueva S/E Juan Mina 110 kV y línea asociada
Nueva S/E Sidunor 110 kV y reconfiguración de la línea Termoflores - Oasis 110 kV
Nuevo Transformador Piedecuesta 230/115 kV -150 MVA
Compensación capacitiva de en la S/E Ternera 66 kV
Ampliación de transformación Fundación
Ampliación de transformación Valledupar 230/115 kV
Actualización de Unidades Constructivas asociadas a la conexión del segundo transformador de Flores y el cople de barras en 110 kV
Conexión al STN de la planta Termocol 208 MW (Planta con OEF)
Conexión de la PCH Santiago 2,8 MW al SDL de EPM
Nueva S/E Yarumal II 110 kV y reconfiguración de línea Salto - Yarumal I 110 kV
Conexión al STR de EPM de las plantas de generación San Andrés de Cuerquia y Zuca (28 MW)
Conexión de la planta Montañitas (20 MW) al STR de EPM
Yarumal II – Río Grande 110 kV
Interconexión Nordeste Antioqueño y Bajo Cauca a través del enlace Tigre - Segovia 110 kV
Subestación Carrera Quinta 115/11,4 kV
Subestación Calle Primera 115/11,4 kV
Conexión al SIN del Ingenio San Carlos
Alférez II Etapa
Nueva subestación Alférez 115 kV
Conexión de las plantas Alto y Bajo Tuluá
PCH Cascada, aumento capacidad generación 3 MW
Proyectos de confiabilidad CHEC (Purnio 230/115 kV + línea Purnio - La Dorada 115 kV; línea Pavas - Vitervo 115 kV; línea Manizales - Irra 115 kV.
Tercer transformador Noroeste 230/115 kV - 168 MVA
Compensación capacitiva 180 MVAR en la S/E Salitre 115 kV
Quinto transformador Torca 230/115 kV - 300 MVA

Conexión de la PCH Rovira 1,2 MW al SDL de Enertolima
Nueva S/E Caucheras 110 kV
Corredor 115 kV Betania - Sur - Oriente
Acople de barras de la S/E Chipichape 115 kV
Acople de barras de la S/E Tabor 115 kV
Conexión de la planta de generación Barroso 20 MW al STR de EPM
Conexión al STN de la nueva demanda Drummond (250 MW)
Conexión al STN de la nueva demanda Barranca (250 MW)
Conexión al SIN de la nueva planta de cogeneración de Incauca 40 MW
Florencia - Doncello 115 kV
Plan de Expansión EMSA
Conexión al STN de Petrorubiales
Subestación Bahía (EPSA)
Colombia - Panamá 600 MW
Aumento de la capacidad de transformación STN/STR en Cerromatoso
2do TRAFO Jamondino
Conexión PCH Tunjita 20 MW
Segunda alimentación Buenaventura (EPSA)
Ampliación en transformación Chinú
Línea Mirolindo - Brisas 115 kV
Proyectos STR META (Suria, Pt López, Jaguar)
Subestación Agua Azul 115 kV
Subestación Diaco 115 kV
Segundo transformador 230/115 kV en Cartago
Nueva S/E Gualanday 115 kV
Conexión del proyecto de generación Ambeima 45 MW
Eliminación de la radialidad de la subestación Tuluni 115 kV
Nueva subestación Flandes 230 kV
Compensación Mariquita 115 kV - 30 MVAr
Compensación Brisas 115 kV - 30 MVAr
Línea Tunja - Chiquinquirá 115 kV
Nueva subestación Malena (eliminación de la T)
Mejora Confiabilidad del STN Línea Palos - Caño Limón 220 kV
Estudio técnico de la conexión del OR a la nueva subestación Norte (230 y 500 kV)
Conexión del proyecto río Magallo 9 MW
Conexión del Oleoducto trasandino - OTA al Sistema Interconectado Nacional
Mitigación de riesgo zona Málaga

Fuente: UPME.

En cuanto al Plan de Expansión 2011 – 2025, se ha venido trabajando en la realización del mismo, analizando cada uno de los subsistemas regionales y el Sistema de Transmisión Nacional.

En este mismo sentido, se analizó nuevamente la incorporación del proyecto de generación Termocol 202 MW al Sistema Interconectado Nacional, SIN. Lo anterior, dada la imposibilidad de su conexión a la subestación Santa Marta 220 kV, por la negación de los permisos de paso necesarios para la construcción de la línea Termocol – Santa Marta 220 kV por parte de los respectivos entes territoriales (Gobernación del Magdalena y Secretaría de Planeación Distrital de Santa Marta).

Los análisis de la UPME permitieron encontrar que la conexión del proyecto a través de la reconfiguración de uno de los circuitos Termogujaira – Santa Marta 220 kV es viable bajo escenarios de importación nulos desde Venezuela (enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV). Por otro lado, considerando 150 MW de importación por la mencionada línea y ciertas condiciones de despacho, se identifican escenarios de contingencia que podrían ocasionar restricciones en la Red. No obstante lo anterior, la probabilidad de ocurrencia de este tipo de eventos es inferior al 0,5%; razón por la cual económicamente no es viable por el momento plantear obras de refuerzo en la red que eliminen las restricciones identificadas.

Por otro lado, los integrantes del grupo de transmisión han venido asistiendo a cada una de las reuniones del Comité Asesor de la Transmisión, del Grupo Técnico y Regulatorio del CAPT y de los diferentes comités del CNO en los cuales se participa.

2.3 Convocatorias públicas

Se elaboraron los documentos de selección para los proyectos de reactores del Sur del País a 230 kV, Armenia 230 kV, Miel II 230 kV, Sogamoso 500/230 kV y Quimbo 230 kV.

UPME 01-2007 Porce III (Antioquia): se realizó el seguimiento al proyecto, especialmente sobre las demoras por los condicionamientos de la licencia ambiental, lo que motivó la prórroga de la puesta en servicio del proyecto de transmisión por parte del Ministerio de Minas y Energía, previo concepto de la UPME. Finalmente, el proyecto inició operación en septiembre 30 de 2010.

UPME 01-2008 Nueva Esperanza (Bogotá): en el primer trimestre del 2010 esta Unidad seleccionó el interventor e inversionista de la obra (subestación 500/230 kV y líneas asociadas), adjudicándola el 28 de abril a EMP al haber ofertado el menor valor correspondiente a 20,2 millones de dólares, frente a una valoración de 76 millones de dólares. Igualmente, se realizó el seguimiento al proyecto, destacán-

dose la dificultad que debió ser superada respecto a la ubicación de la subestación en razón al embalse previsto por la Empresa de Acueducto de Bogotá. Actualmente se presentan dificultades debido a que aún no se ha obtenido el pronunciamiento respecto al DAA.

UPME 02-2008 El Bosque (Cartagena): en el transcurso de 2010 se realizó el seguimiento al proyecto, destacándose las dificultades por la prohibición de la construcción de un tramo aéreo por la vía perimetral en de la Ciénaga de la Virgen. La fecha prevista de entrada en operación del proyecto no fue posible cumplirla. Se espera que el proyecto se tome cerca de un año más. Previamente había sido adjudicado a ISA al haber presentado la menor oferta, 17,8 millones de dólares.

UPME 01-2009 Reactores sur del país: en el último trimestre del 2010 esta Unidad seleccionó el interventor e inversionista de la obra (tres reactores inductivos a 230 kV), adjudicándola el 6 de diciembre a la Empresa de Energía de Bogotá, EEB, al haber ofertado el menor valor, 3,89 millones de dólares, frente a una valoración de 5,85 millones de dólares. El proyecto presenta un importante avance y no se identifican dificultades que pongan en riesgo la fecha de entrada en operación.

UPME 02-2009 Armenia: se publicó el borrador del anexo técnico a fin de que los interesados realizaran las observaciones correspondientes y realizar los ajustes técnicos necesarios. Se modificó la fecha de entrada en operación luego de analizar el impacto asociado.

UPME 04-2009 Sogamoso: en diciembre de 2010 fue abierta oficialmente la convocatoria. El proyecto inicial fue reforzado en razón a necesidades adicionales en la zona. En mayo 18 de 2011 fue adjudicado el proyecto a ISA al haber ofertado el menor valor presente, correspondiente a 38,6 millones de dólares. En junio de 2011 se expidió la Resolución CREG de aprobación del Ingreso Anual Esperado y se espera que en el mes de julio inicien las labores de seguimiento por parte de la interventoría. El proyecto de transmisión debe estar en operación en julio 30 de 2013 de tal manera que la primera unidad de generación de Hidrosogamoso esté en operación en septiembre de 2013.

2.3.1 Otras convocatorias

Se ajustaron los documentos de selección para las convocatorias de Quimbo, Alférez y Miel II. Se adelantaron trabajos y adecuaciones frente a la eventual convocatoria para el proyecto Termocol.

Se han trabajado documentos referentes a la identificación de restricciones físicas y ambientales, de tal manera que los posibles inversionistas conozcan de manera previa los retos a los que se pueden enfrentar.

Igualmente, se ha venido trabajando en conjunto con el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, temas asociados a la optimización de tiempos, desde la identificación de los proyectos pasando por el proceso de convocatoria y hasta la ejecución misma, complementado esto con recomendaciones al esquema de garantías de los usuarios que motivan obras en el STN.

2.4 Energización y ampliación de la cobertura

Con el objetivo de alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica, se expidió el Decreto 1122 de 2008 que reglamenta el 388 de 2007, el cual establece los procedimientos y criterios que se deben seguir para el planeamiento de la expansión de la cobertura de energía eléctrica. En cumplimiento de lo expuesto, la UPME recibió información de las necesidades de energía eléctrica de aproximadamente 600 municipios y actualizó la base de datos de la infraestructura existente de subestaciones y plantas diesel (disponible en la web). Con esta información se estableció la línea base de cobertura y se elaboró el documento preliminar del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura, PIEC 2010 – 2014, que presenta como uno de los resultados las metas de cobertura y las inversiones estimadas para alcanzar dichas metas. En este momento se están concertando estas cifras con los operadores de red.

La información georeferenciada de los centros poblados enviada por las entidades territoriales fue codificada por el DANE y será utilizada para actualizar la cartografía censal del país.

Buscando que los resultados arrojados por el modelo PIEC sean más cercanos a la realidad, se realizó la optimización del modelo para el mejoramiento en las rutas de trazado de las redes de interconexión y la integración de la base geográfica con la alfanumérica dentro del SIMEC.

Igualmente, a la luz del Decreto 1122, la UPME retomó el desarrollo del Reglamento para la presentación y evaluación de los planes de expansión de cobertura que los operadores de red deben elaborar, el cual fue socializado con las entidades interesadas como la CREG, Miniserio de Minas y Energía y ASOCODIS.

El pasado 29 de julio de 2010 se entregó el documento propuesto al Grupo de Apoyo Técnico del CAFAER para su aprobación, teniendo como fecha límite el 30 de julio de 2011.

Otro de los temas importantes que desarrolla la UPME consiste en realizar la planificación de las Zonas No Interconectadas, ZNI, para lo cual se está efectuando la organización y clasificación de la información obtenida de los estudios realizados en estas zonas en un sistema de información. Se im-

plementaron las consultas básicas y avanzadas correspondientes a los módulos de generación y distribución de ZNI y, adicionalmente, se estructuraron los módulos de aspecto socioeconómico y demanda; se continúa con la actividad de alimentación del sistema. Específicamente sobre la información de ZNI, se finalizó la estructuración de 40 planos de localidades y su integración con la base de datos alfanumérica disponible en el Sistema de información de las ZNI, SIZNI.

También se firmaron convenios con ASOCODIS y con el IPSE con el propósito de aunar esfuerzos para la realización de estudios en el tema de expansión del servicio y para mejorar la calidad de la información tanto de distribución y comercialización del SIN como de ZNI. A la fecha, se encuentra en un 90% en su fase de desarrollo el estudio de recopilación, validación y análisis de la información de las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, el cual finalizará en el primer trimestre del 2011, para su publicación posterior a través del SIMEC.

2.5 Demanda de electricidad

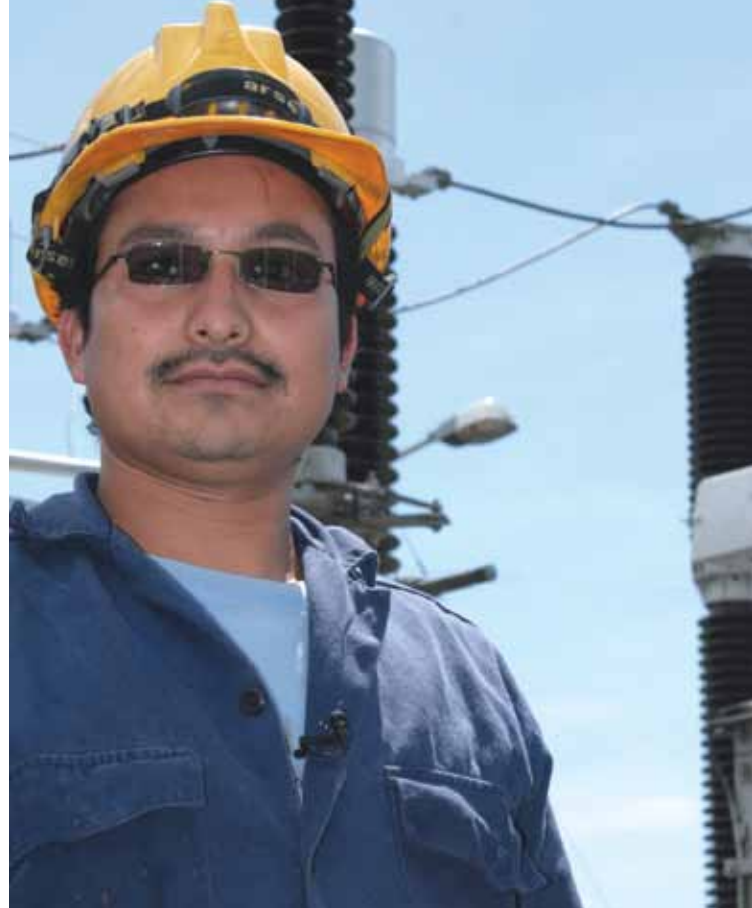
Durante el periodo comprendido entre julio de 2010 y mayo 2011 se han realizado diversas actividades en el área de proyección de demanda de energía, entre las que se cuentan:

2.5.1 Proyectos OIEA

La unidad continuó actualizando el programa Message (Model for Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts) como herramienta para modelar el sistema energético integrado, usando sus resultados con miras al Plan Energético Nacional. El Message permite el análisis de intercambios energéticos regionales. Asimismo, se actualiza el modelamiento con el programa MAED (Model for Analysis of Energy Demand) que permite la proyección de requerimientos energéticos futuros a partir de variables económicas.

2.5.2 Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia 2010 - 2031

Se realizaron las revisiones correspondientes a los meses de julio y noviembre de 2010 y marzo de 2011, incorporándose nuevos escenarios macroeconómicos suministrados por el DNP y MHCP, nuevas series poblacionales y de precios del DANE. Las mencionadas revisiones tienen en cuenta las recientes tendencias en la demanda presentadas durante el año. Con tales ajustes, las nuevas proyecciones indican que en el escenario medio se espera para los años 2011 y 2012 un crecimiento de la demanda de 2,3% y 3,2%, respectivamente. Entre los años 2010 y 2020 una tasa media de crecimiento de 3,5% y de 3,1% para el periodo 2021 a 2030.



2.5.3 Proyecciones de demanda de energía eléctrica por sectores 2010 - 2014

Se realizó también la proyección preliminar de demanda regulada y no regulada para los años 2010 - 2014. En ésta se determina que durante los próximos cuatro años la demanda regulada crecería a una tasa promedio anual de 4,1%, mientras la no regulada lo haría a 3,0%, indicando que la reactivación económica tendría efectos menores sobre el consumo de energía del sector productivo que sobre los usuarios residenciales.

2.5.4 Caracterización de la demanda de energía

Dentro de las actividades de los últimos años, el grupo de demanda ha adelantado trabajos tendientes a conocer mejor el comportamiento de la demanda en los diferentes sectores de consumo de energía. Es así, como en los años 2005-2006 se realizó un trabajo para el sector residencial-comercial pequeño, en los años 2006 - 2007 se realizó el estudio para el sector terciario y grandes establecimientos comerciales. En el año 2008 se desarrolló el estudio de caracterización del consumo energético del sector industrial. En los años 2009 y 2010 se desarrolló un estudio de caracterización del sector transporte que permitió actualizar los modelos de proyección de demanda de energía en el sector de los combustibles líquidos y el gas natural vehicular.

2.5.5 Proyección de demanda de gas natural y combustibles líquidos

Se publicaron las revisiones de las proyecciones de demanda de gas natural y combustibles líquidos, lo mismo que un documento de proyecciones integrales de demanda energética.

2.5.6 Costos de racionamiento

Además de actualizar mensualmente por inflación los costos de racionamiento de energía eléctrica, se realizó un estudio que identificó la necesidad de actualizar tanto las cifras como la metodología de obtención, a la luz del estado actual de las tecnologías de los equipos y la economía.

2.5.7 Caracterización energética del sector residencial

En lo transcurrido del 2011 se contrató la realización de un estudio de caracterización del sector residencial el cual permitirá actualizar la información para alimentar los diferentes modelos.

Los resultados de estos estudios permiten mejorar el conocimiento del comportamiento de los diferentes sectores a fin de realizar los modelos de proyección de demanda de energía, al igual que proveen valiosa información para la formulación de planes de uso racional de energía y otras políticas energéticas.

2.6 Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética, CACSSE

La UPME como Secretario Técnico de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País, CACSSE, convocó diecisiete reuniones durante el 2010, para enfrentar simultáneamente las dificultades asociadas al fenómeno El Niño y las presentadas en el transporte de gas natural a causa de los trabajos de ampliación del sistema de transporte, situaciones que concluyeron en la desatención de los volúmenes solicitados por algunas de las plantas termoeléctricas del país. Sin embargo, la situación fue normalizada con la finalización del fenómeno El Niño.

Durante el 2011 se han realizado las reuniones 88 y 89 del CACSSE, donde se trataron temas de disponibilidad de nueva infraestructura de transporte, producción de gas y efectos sobre la infraestructura de generación hidroeléctrica causados por la ola invernal.

2.6.1 Uso Racional de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía

Con el fin de promover el Uso Racional y Eficiente de la Energía, URE y las Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE, que contribuyan a asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, y la protección al consumidor de manera sostenible con el ambiente y los recursos naturales; la UPME apoyó al MME en la elaboración del Plan de Acción Indicativo 2010 - 2015 del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, adoptado mediante Resolución 180919 del 1 de junio de 2010.

En desarrollo de una de las estrategias transversales del Plan, relacionada con la financiación e impulso al mercado, la UPME diseñó una estrategia financiera para la promoción y viabilización de proyectos URE y FNCE, que incluye los diferentes tipos y entidades de financiación a nivel nacional e internacional, los modelos o esquemas óptimos enfocados a estimular la financiación de estos proyectos a través de terceros, con participación de los mercados de capitales y el sector bancario, los mecanismos y herramientas que permitirían ejecutar adecuadamente la promoción de las líneas de crédito y el acceso a ellas, y las estrategias para el otorgamiento de garantías apoyando el esquema de negocio tipo ESCO, Energy Saving Companies (compañías de ahorro de energía), entre otros.

Adicionalmente, realizó el diseño de una propuesta para la implementación de un proyecto piloto en el sector de agua potable, en donde se identificaron diferentes acciones que deben adelantarse para iniciar la implementación de los mecanismos y esquemas financieros propuestos, como la realización de convenios de cooperación con diferentes instituciones y el desarrollo de herramientas que permitan involucrar a los diferentes sectores, entre ellos el bancario y asegurador, con el fin de viabilizar este tipo de iniciativas.

Durante los días 12 y 13 de mayo, se llevó a cabo en Bogotá el Seminario Mecanismos e Instrumentos Financieros para Proyectos de Eficiencia Energética, organizado por la UPME y el PNUD, con el apoyo de ANDESCO. Este evento contó con la participación de expertos nacionales e internacionales, dentro de los cuales se destacan los representantes de Japón, Chile, Brasil y México, quienes comentaron importantes aspectos relacionados con la experiencia de estos países en la financiación de proyectos URE y FNCE, que sin duda constituyen importantes referentes para Colombia.

Como aporte al desarrollo de los subprogramas del Plan de PROURE, la UPME viene ejecutando, como líder técnico, el proyecto de Eficiencia Energética en Edificaciones con recursos del Fondo Global de Energía, GEF (por sus siglas en inglés), canalizados por el PNUD. El objetivo es propo-

ner lineamientos de política y regulación, así como definir normas técnicas y guías para la promoción de la eficiencia energética en edificaciones de tipo residencial, comercial e industrial.

El proyecto avanzó en la consolidación de su unidad de gestión, y en el desarrollo de una consultoría para obtener una propuesta de reglamento técnico que permita incorporar criterios de eficiencia energética en el diseño, construcción y uso de viviendas de interés social. Esta consultoría definirá una metodología tendiente a lograr un balance entre las condiciones de confort al interior de las viviendas y el consumo de energía a lo largo del ciclo de vida de las mismas. Los productos de este trabajo incluyen un documento base que será importante insumo para la elaboración del reglamento técnico, el documento soporte de los aspectos técnicos considerados y dos talleres de socialización.

Adicionalmente, a través del proyecto, se trabajó en la identificación y socialización de esquemas financieros que hagan viable el desarrollo de proyectos de eficiencia energética en edificios y en esquemas particulares para sustitución de refrigeradores en el sector residencial.

El monto total del proyecto se estimó en US\$5.460.000 de los cuales GEF aporta US\$975.000 como recursos frescos y la diferencia corresponde a la contrapartida como cofinanciación aportada por el Gobierno de Colombia y los actores públicos y privados. El horizonte de ejecución es de tres años.

Igualmente, culminó la formulación del Proyecto GEF PNUD de etiquetado en eficiencia energética para la Comunidad Andina de Naciones, y se gestionaron las contraparti-

das exigidas como respaldo para el último aval del GEF, ante los Ministerios de Minas y Energía, Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, y agentes como la ANDI a través de su Cámara de Electrodomésticos, el ICONTEC, y BANCOLDEX, superando la contrapartida de cofinanciación.

El proyecto incluye el desarrollo de estrategias de fortalecimiento institucional, de mercado, y culturales, entre otras, que permitan implementar la etiqueta URE, con la que la tecnología eficiente tendrá una ventaja competitiva que incremente su participación en el mercado.

Como parte de los procesos de innovación tecnológica, está en ejecución el Programa Estratégico para la Innovación en la Gestión Empresarial, mediante la asimilación, difusión y generación de nuevos conocimientos en gestión energética y nuevas tecnologías e implementación del Sistema de Gestión Integral de la Energía en empresas de cinco regiones del país. El programa es cofinanciado por COLCIENCIAS, con la participación de EPM y el Grupo Endesa como beneficiarias y de la Universidad Nacional como ejecutora.

Este programa, gestado por la UPME, y que tiene como antecedente la elaboración de una guía didáctica para implementar modelos de gestión energética, busca generar capacidad académica y operativa en el país con el fin de aplicar este modelo en diversas empresas del sector industrial colombiano.

En desarrollo del primer proyecto de este programa, se ejecutó un diplomado sobre Gestión Energética Avanzada en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla y Bucaramanga, con la participación de 12 universidades. Este ejercicio, que se repetirá en el segundo semestre de 2011,



permite generar una masa crítica de personal capacitado en el tema para acometer proyectos de esta índole y, asimismo, fortalecer los programas de formación en esta temática en las universidades participantes. En el marco del mismo programa se adelanta la elaboración de la Guía Técnica Colombiana, GTC, de Gestión Integral de la Energía.

Con el propósito de crear conciencia en la población sobre la importancia de hacer un uso racional y eficiente de la energía y proteger los recursos naturales, la UPME realizó conferencias dirigidas principalmente a los sectores residencial, industrial, hotelero y público, en donde se incluyeron temas de iluminación eficiente, uso racional y eficiente de energía en refrigeración, auditorías energéticas y gestión integral de la energía.

Durante el primer semestre de 2010, la UPME inició su apoyo a la Agenda Ambiental Sectorial suscrita entre al MAVDT y COTELCO cuyo objeto es fortalecer la gestión ambiental del sector hotelero para adelantar acciones en la identificación, formulación y desarrollo de programas y proyectos, relativos a la implementación de criterios energéticos, ambientales y de producción más limpia, entre otros, con miras a la obtención del Sello Ambiental Colombiano.

Además, firmó un convenio con ANDESCO, que tiene por objeto aunar esfuerzos para la coordinación del intercambio de información y la realización de estudios y eventos conjuntos relacionados con la temática ambiental y de eficiencia energética.

En ese marco, se desarrolló el Seminario de Eficiencia Energética con un énfasis en las experiencias exitosas llevadas a cabo en el sector de acueductos, información que a su vez fue complementada y suministrada por ANDESCO con el fin de contribuir al diseño de un piloto de aplicación de los esquemas de financiación para la viabilización de proyectos de URE y de FNCE, que viene trabajando la Unidad. Adicionalmente, la UPME participó en V Seminario Ambiental ANDESCO con una presentación sobre el aporte de la gestión integral del recurso hídrico desde la planeación energética.

Durante el primer semestre de 2010, la UPME desarrolló un trabajo de consultoría tendiente a caracterizar el consumo de energía en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina dentro del cual se incluyó la determinación de los consumos de subsistencia en los sectores residencial, hotelero y comercial.

Como resultado de esta consultoría, se obtuvo el diagnóstico del consumo en cuanto a tenencia y uso de equipos, relevando los tipos de tecnologías empleadas, su antigüedad, sus niveles de eficiencia y modos de empleo de los artefactos, atendiendo a hábitos culturales y regionales. De igual manera, se obtuvieron los consumos promedio actuales en los diferentes sectores estudiados y los correspondientes

consumos de subsistencia, que a su vez servirán de referencia para la implementación de las medidas de eficiencia identificadas, las cuales redundarán en claro beneficio para los habitantes de las islas y en la gestión del operador concesionario para la prestación del servicio de energía eléctrica en el Archipiélago.

En relación con las FNCE, se elaboró una propuesta de Plan de Desarrollo en FNCE para Colombia, el cual establece un acercamiento a las posibilidades de aporte de las FNCE a la diversificación y adaptabilidad de la matriz energética, la seguridad energética nacional y al desarrollo económico, social y ambiental del país, con visión de mediano y largo plazo, con algunos referentes económicos que justifican y dimensionan metas de implementación.

En cuanto a la evaluación e inventarios de las fuentes no convencionales de energía, durante el 2010 se concluyó el Atlas del potencial energético de biomasa residual como resultado de un trabajo conjunto entre la UPME, el IDEAM, COLCIENCIAS y la Universidad Industrial de Santander, UIS. Para el Atlas se tomaron muestras de biomasa residual del sector agropecuario, correspondiente a residuos agrícolas de cosecha, residuos agroindustriales, biomasa residual animal y residuos sólidos orgánicos urbanos.

Se inició la fase de implementación en prueba del sistema de gestión de información y conocimiento en FNCE, que incluye la organización, función y co-administración por fuentes, permitiendo consolidar y validar información relacionada con las FNCE.

Se gestionó y apoyó la formulación del componente 1 del proyecto “Catalytic Investments for Geothermal Power”, para acceder a recursos del GEF a través del BID como agencia implementadora. Con el desarrollo del componente se definirán elementos de política, regulación e institucionales, que permitan remover las barreras al desarrollo de las Fuentes No Convencionales de Energía de origen renovable en Colombia. A la fecha se recibió el aval del GEF y se están realizando los ajustes respecto del esquema institucional para iniciar su fase de ejecución durante el primer semestre del 2011.

De otra parte, se dio apoyo técnico en la formulación de las Normas Técnicas Colombianas, NTC, presidiendo los Comités No. 24 de Energía Solar y Fotovoltaica y el No. 185 de Energía Eólica en el ICONTEC.

En particular en energía solar se realizaron las siguientes normas: 1. La NTC 5513 sobre dispositivos fotovoltaicos; 2. La NTC 5759 sobre sistemas fotovoltaicos; 3. La NTC 3322 sobre colectores solares; y 4. La NTC 5464 sobre módulos fotovoltaicos de lámina delgada para uso terrestre. En cuanto a energía eólica, se apoyó el desarrollo de la norma sobre diseño y especificación de cajas multiplicadoras para aerogeneradores.

Se realizó el acompañamiento técnico y de apoyo al Programa Nacional de Investigaciones de Energía y Minería de Colciencias apoyando la evaluación de más de 200 proyectos de investigación, exenciones tributarias o cofinanciación.

2.7 Medio Ambiente

En relación con el aporte a los mecanismos y estrategias implementadas para el desarrollo de planes, programas y proyectos orientados a reducir las emisiones de GEI y la mitigación de factores generadores del cambio climático, la UPME realizó el cálculo del factor de emisiones de la red.

El factor de emisión calculado corresponde al factor de emisión de CO₂ de la energía eléctrica desplazada por la generación de las plantas de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL, en el Sistema Interconectado Nacional de Colombia para el año 2008. Se utiliza para realizar el cálculo de las emisiones de la línea base para una actividad de proyecto de MDL que sustituye energía eléctrica desde la red.

De otra parte, gestionó y realizó a través del BID una cooperación técnica orientada a determinar opciones de financiación para proyectos de interconexión eléctrica, IE, basados en los mercados de carbono.

La cooperación incluye, entre otros, la identificación y valoración de las barreras para que proyectos de IE accedan a dichos esquemas de mercados, entre ellos el del MDL, así como las estrategias y mecanismos que podrían hacer viable dicho proceso. La cooperación está en proceso de autorización por parte del BID.

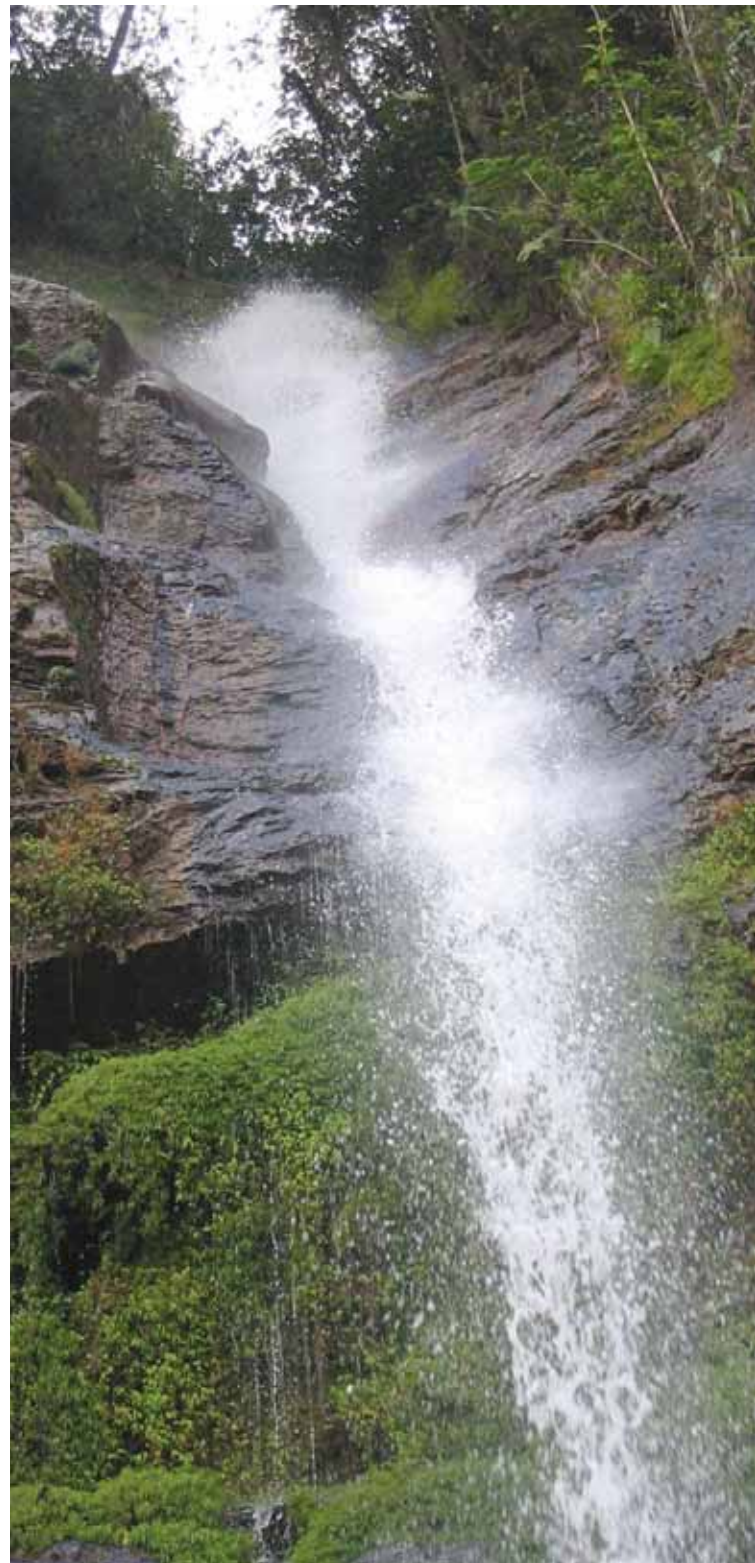
Con el propósito de incorporar consideraciones ambientales a los procesos de planificación en cabeza de la UPME, se realizó la consultoría para la Evaluación Ambiental Estratégica del Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, según la metodología validada por el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial MAVDT. Las etapas incluyen: 1. El establecimiento del marco ambiental estratégico; 2. El alcance de la Evaluación Ambiental Estratégica - EAE; 3. El modelo de evaluación; 4. El análisis y diagnóstico ambiental; 5. La evaluación ambiental de opciones alternativas; 6. La prevención y seguimiento; y 7. La elaboración y consulta de informes finales.

De otra parte, se inició un trabajo coordinado con el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, MAVDT, con el fin de encontrar los mecanismos que permitan que los proyectos hidroenergéticos se desarrolle con criterios de optimización de los recursos y de sostenibilidad.

El procedimiento a proponer contempla un análisis energético y de uso del recurso, un análisis eléctrico y una eva-

luación del componente ambiental, que permitan establecer una valoración integral de dichos proyectos.

Finalmente, y con el fin de fortalecer la gestión ambiental de la UPME, se reactivó el comité ambiental con el fin de orientar la incorporación del componente ambiental en los diferentes procesos de planificación del sector minero y energético. El comité definió los lineamientos para una política ambiental de la Unidad y atendió los requerimientos establecidos por la Contraloría General relacionados con el tema, a través del Plan de Mejoramiento.



3. FONDOS de financiación

3.1 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI

Mediante la Ley 633 de 2001 se creó el FAZNI y con la posterior expedición de la Ley 1099 de 2006 se prolongó su recaudo hasta diciembre de 2014, permitiendo un mayor nivel de inversiones en mejoramiento de infraestructura eléctrica existente y construcción de nueva infraestructura en Zonas

No Interconectadas, cuya reglamentación está contenida en el Decreto Reglamentario 1124 de 2008 del 11 de abril de 2008.

En lo que se refiere a los proyectos para las zonas no interconectadas, entre junio de 2010 y abril de 2011 se aprobaron recursos por \$8.499 millones en reunión del Comité de Administración del FAZNI, CAFAZNI, del 28 de julio de 2010 adición, para planes, programas o proyectos que se encuentran en ejecución, debido a mayores obras y ajuste en los costos de los materiales, teniendo en cuenta que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía lograr la ejecución del 100% de las obras. Y se autorizó el pago de \$23.200.000 para las áreas exclusivas de Amazonas y San Andrés y Providencia.

TABLA 15. ASIGNACIÓN FAZNI 2003 - 2011
(Millones de pesos)

Departamento	Acumulado 2009	2010	2011	Vigencia 2012	Total
Amazonas	27.664	8.200	0	6.800	42.664
Antioquia	1.446	0	0	0	1.446
Caquetá	34.856	0	0	0	34.856
Casanare	460	0	0	0	460
Cauca	26.844	37.802	82.403	0	147.049
Chocó	25.176	0	0	0	25.176
Guainía	3.327	0	0	0	3.327
Guaviare	3.734	0	0	0	3.734
Meta	19.912	0	0	0	19.912
Nariño	29.823	25.202	54.935	0	109.960
Putumayo	8.747	0	0	0	8.747
San Andrés Isla	24.219	15.000	0	35.000	74.219
Vaupés	85.791	37.122	0	0	122.913
Vichada	5.298	0	0	0	5.298
NACIONAL	2.954	0	0	0	2.954
Total	300.249	123.326	137.338	41.800	602.713

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

3.2 Fondo de Energía Social, FOES

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.

Prorrogado mediante el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007 que contiene el Plan Nacional de Desarrollo para el período 2006 - 2010, se estableció que el Ministerio de Minas y Energía continuará administrando el Fondo de Energía Social como un sistema especial de cuentas, con el objeto de

cubrir, a partir de 2007, hasta cuarenta y seis pesos (\$46) 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 definidas por el Gobierno Nacional. No se beneficiarán de este fondo los usuarios no regulados.

En cumplimiento de la normatividad establecida, para el 2010 se distribuyeron \$120.289,0 millones a las Áreas Especiales reportadas por los comercializadores de energía y se benefició a 2.590.273 usuarios. Durante la vigencia del fondo, desde el 2004 al 2010, se han girado recursos por valor de \$780.315,8 millones así:

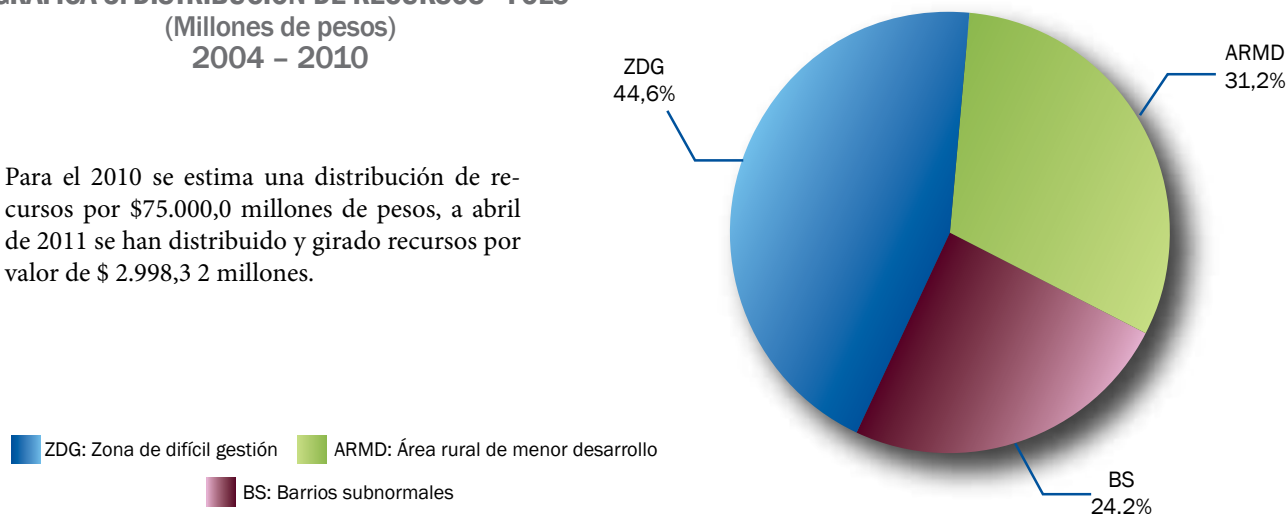
TABLA 16. DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS
Años 2004 - 2010

Año	Área	Consumo kwh	Nº usuarios promedio	Distribución recursos (millones \$)
2004	ARMD	510.234.903	618.347	20.409,4
	BS	744.022.886	407.325	29.760,9
	ZDG	495.742.211	470.086	19.829,7
Total 2004		1.750.000.000	1.495.759	70.000,0
2005	ARMD	956.478.746	654.437	39.801,1
	BS	634.587.600	364.446	26.400,0
	ZDG	1.293.790.005	561.915	53.798,9
Total 2005		2.884.856.351	1.580.798	120.000,0
2006	ARMD	1.138.175.484	858.472	50.737,1
	BS	807.625.222	435.369	36.002,4
	ZDG	1.668.114.164	768.273	74.360,9
Total 2006		3.613.914.870	2.062.114	161.100,4
2007	ARMD	1.168.364.900	1.032.365	28.261,8
	BS	881.838.699	474.074	20.076,1
	ZDG	1.744.369.743	870.599	39.427,9
Total 2007		3.794.573.342	2.377.038	87.765,7
2008	ARMD	1.185.411.792	887.493	26.637,2
	BS	812.326.802	347.274	20.221,9
	ZDG	1.834.307.651	771.883	41.701,5
Total 2008		3.832.046.245	2.006.650	88.560,6
2009	ARMD	1.106.019.594	1.158.689	42.412,5
	BS	876.316.871	479.603	29.173,8
	ZDG	1.832.986.141	1.017.323	61.013,7
Total 2009		3.815.322.606	2.655.615	132.600,1
2010	ARMD	1.238.520.610	888.600	35.143,4
	BS	996.904.596	409.693	27.446,5
	ZDG	1.909.349.895	1.291.980	57.699,1
Total 2010		4.144.775.101	2.590.273	120.289,0
Total 2004 -2010		23.835.488.515	2.109.750	780.315,8

Fuente: Dirección de Energía, Ministerio de Minas y Energía.

GRÁFICA 3. DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS - FOES
(Millones de pesos)
2004 - 2010

Para el 2010 se estima una distribución de recursos por \$75.000,0 millones de pesos, a abril de 2011 se han distribuido y girado recursos por valor de \$ 2.998,3 2 millones.



3.3 Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI

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, del Ministerio de Minas y Energía como un fondo cuenta 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 usuarios de menores ingresos del servicio público de energía eléctrica.

Este fondo se rige por los decretos 847 de mayo de 2001 y 201 de enero de 2004, reglamentarios de las leyes antes mencionadas, que establecen los procedimientos de liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia del servicio público de energía eléctrica.

Las empresas prestadoras deben efectuar y enviar a este fondo las conciliaciones de las cuentas de subsidios y contribuciones trimestralmente, haciendo uso de la metodología establecida para tal fin, con el fin de consolidar y validar para reconocer los déficits o superávits (según sea el caso).

3.3.1 Información estadística

De acuerdo con las estadísticas, determinadas con base en las validaciones de la información reportada por las empresas, se observa que los sectores eléctrico y gas combustible distribuido por red física vienen presentando un comportamiento deficitario que ha requerido la participación permanente de los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación. Es decir, que los aportes de los excedentes generados por la contribución de solidaridad, recaudados por las empresas superavitarias, no han sido suficientes para cubrir los faltantes de las empresas deficitarias.

En el año 2010, el Gobierno Nacional, en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y de la Ley 1117 de 2006, entregó \$436.505 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$140.000 millones de recursos de excedentes de contribuciones del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, para cubrir el total de los subsidios de los usuarios de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos del servicio de energía eléctrica.

En total, los usuarios del servicio de electricidad del estrato 1 que se beneficiaron con estos subsidios fueron 2.767.184, los del estrato 2 fueron 4.147.443 y del estrato 3 fueron 2.435.534, para un total de 9.350.161 usuarios beneficiarios.

En cuanto al servicio de gas combustible por red física de tubería, se cubrió el déficit en subsidios por valor de \$110.000 millones con recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (\$8.000 millones) y con recursos del Presupuesto General de la Nación (\$102.000 millones) beneficiando a 968.775 usuarios de estrato 1 y 2.062.833 del estrato 2 promedio mes.



3.3.2 Perspectivas

De conformidad con lo dispuesto en la Ley 1117 de 2006 (Régimen de Subsidios), para la vigencia 2011 se tiene presupuestado ejecutar recursos por \$874.861 millones con el fin de otorgar subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2, hasta unos topes máximos del 60% y 50% respectivamente; y en el estrato 3 hasta el 15% en el valor del servicio de energía eléctrica. En cuanto al servicio de gas combustible por red se tienen apropiados \$150.000 millones (\$5.500).

3.4 Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE

Este programa fue creado según el artículo 1º de la Ley 1117 de 2006 y el artículo 68 de la Ley 1151 de 2007, y reglamentado mediante el Decreto 1123 de 2008. El PRONE estuvo vigente con el Plan Nacional de Desarrollo 2006 - 2010, y con el nuevo PND 2010 - 2014 mantiene su vigencia, según el artículo 170 “Vigencias y Derogatorias”.

En cumplimiento de lo señalado por el artículo 5º del Decreto 1123 de 2008, el artículo 1º del Decreto 4926 de 2009 y las disposiciones de la Resolución 181003 de junio 9 de 2010, se realizó la convocatoria para la aprobación de los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE, en el corregimiento de La Loma, municipio El Paso, departamento del Cesar y el Distrito de Cartagena, departamento de Bolívar. Con acta CAPRONE 015 del 22 de julio de 2010, se asignaron recursos por valor de \$5.015 millones, beneficiando a 502 usuarios de la ciudad de Cartagena, departamento de Bolívar y 1.365 usuarios en el municipio de El Paso, departamento del Cesar.

TABLA 17. INVERSIONES CON RECURSOS DEL PRONE (Millones de pesos)

Departamento	Acumulado 2009	2010	Total
Atlántico	51.046	14.752	65.798
Bolívar	18.014	2.746	20.760
Cesar	10.721	5.181	15.902
Chocó	545	0	545
Córdoba	9.668	1.663	11.331
Guajira	7.409	789	8.199
Huila	4.702	582	5.285
Magdalena	15.736	8.170	23.906
Nariño	0	12.266	12.266
Santander	6.344	963	7.307
Sucre	4.310	830	5.140
Tolima	6.355	0	6.355
Valle del cauca	2.152	4.743	6.895
Total	137.002	52.686	189.688

3.5 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER

Mediante la implementación de los decretos 387 y 388 de 2007, el 1122 de 2008 y la normativa complementaria, se están adelantando los procedimientos para lograr la participación efectiva de los operadores de red y las entidades territoriales, que permita aumentar la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN. Con Ley 1376 del 8 de enero de 2010 se amplió la vigencia del Fondo de Financiamiento FAER hasta diciembre de 2018.

El Comité de Administración del FAER, CAFAER, en reunión realizada el 30 de julio de 2010, asignó recursos por valor de \$11.839 millones al proyecto Electrificación rural para el sur del Tolima para los municipios de Ataco, Rio-blanco, Chaparral y Planadas, beneficiando a 1.500 nuevos usuarios rurales.

En la siguiente tabla se resumen los montos aprobados del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER.

TABLA 18. INVERSIONES CON RECURSOS DE FAER (Millones de pesos)

Departamento	Acumulado 2009	2010	Total
Antioquia	13.561		13.561
Arauca	1.015		1.015
Bolívar	776		776
Boyacá	21.715		21.715
Caldas	1.603		1.603
Caquetá	3.001		3.001
Casanare	655		655
Cauca	43.533		43.533
Cesar	906		906
Córdoba	5.225		5.225
Cundinamarca	4.011		4.011
Huila	3.747		3.747
La guajira	2.070		2.070
Magdalena	2.007		2.007
Meta	208		208
Nariño	7.935		7.935
Norte de Santander	37.230		37.230
Putumayo	4.630		4.630
Santander	6.262		6.262
Sucre	24.000	9.243	33.243
Tolima	18.911	11.840	30.751
Valle	3.420		3.420
Total	206.420	21.083	227.503

Fuente: MME.

4. PRESTACIÓN

del servicio de energía en Zonas No Interconectadas

Colombia sus océanos y sus dos zonas

El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE, ofrece soluciones energéticas estructurales en las comunidades rurales como factor de equidad y seguridad nacional, con criterios de eficacia, eficiencia y efectividad, fundamentado en el mejoramiento continuo de sus procesos, con responsabilidad ambiental y en condiciones de trabajo seguro y saludable para las partes interesadas, asegurando el cumplimiento de la legislación aplicable a las actividades que desarrolla y otros requisitos que la organización suscriba. A continuación se describen los principales logros al 2010 de la entidad:

4.1 Proyectos ejecutados, en proceso de ejecución y programados 2004 - 2010

TABLA 19. CUADRO RESUMEN DE INVERSIONES 2004 - 2010

Proyectos de inversión en Infraestructura energética	Valor total (Millones de \$)
Interconexiones Construidas (cabeceras municipales)	98.408
Interconexiones Menores (localidades y corregimientos menores)	18.268
Interconexiones con recursos aprobados	271.541
Subtotal Interconexiones	388.217
Otras Inversiones PCH (Mitú)	118.000
Otros Térmicas y Redes de MT y BT FAZNI	139.976
Otras Térmicas y Redes MT y BT FNR	21.198
Subtotal Otros	279.174
Preinversión	47.124
AOM y Operación Comercial	107.517
Subsidios por menores tarifas (girados) a Diciembre del 2009	265.779
Áreas de Servicio Exclusivo Nación	55.000
Áreas de Servicio Exclusivo Privado	140.000
Subtotal Áreas de Servicio Exclusivo (San Andrés, Amazonas)	195.000
Total (Aproximadamente)	1.282.811
	1,3 Billones
	US\$ 685*

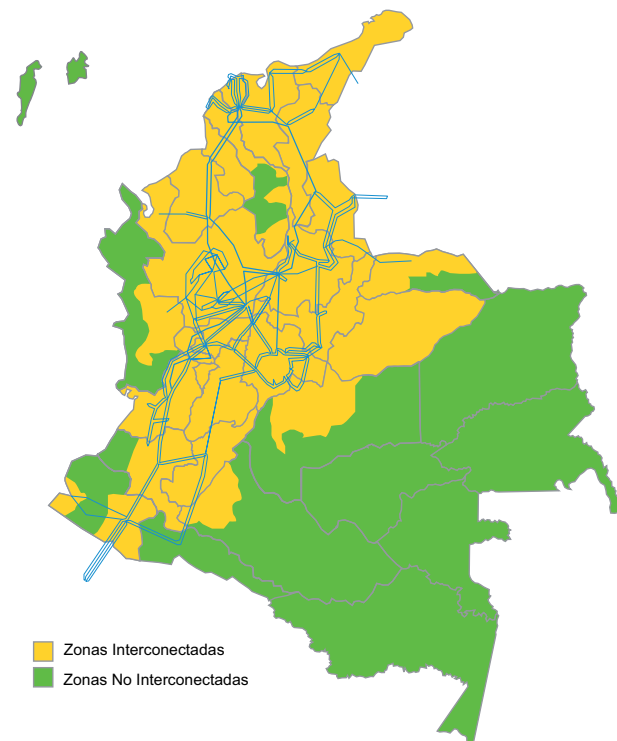
TRM 1.872,46 pesos por dólar, www.banrep.gov.co. Enero de 2011.
Fuente: Subdirección de Planificación Energética y Subdirección de Contratos y Seguimiento, IPSE.

GRÁFICA 4. COLOMBIA ÁREAS MARINAS Y OCEÁNICAS.



Fuente: Sociedad Geográfica de Colombia.

GRÁFICA 5. COLOMBIA, SUS DOS ZONAS



Fuente: IPSE, mayo de 2011.

De lo anterior, se tiene que:

- A 2010 se han realizado inversiones cercanas a los \$1,3 billones.
- Durante el periodo 2004-2010, se dio solución definitiva a 39 municipios de 54.
- De éstos, 31 municipios fueron solucionados mediante interconexiones al SIN.
- Se cuenta con los diseños definitivos para solucionar estructuralmente el problema de energía en 3 municipios de los departamentos de Chocó y Antioquia (Vigía del Fuerte, Bojayá y Litoral del San Juan).
- Se cuenta con los diseños definitivos a través de ISA, para cuatro municipios (Orocué, Casanare, Santa Rosalía y La Primavera, en Vichada, y Mapiripán en la Meta).
- Se contratarán los diseños definitivos para la interconexiones Apartadó - Unguía - Acandí; Certegui - Alto Baudó - Nuquí - Bahía Solano; y Quibdó - Beté, con lo cual se brindará una solución estructural a la problemática energética en el departamento del Chocó.
- Con base en el Plan Indicativo Institucional 2011 - 2014, se analizan las alternativas de energización rural para dar solución a seis municipios restantes de la cobertura de servicio del objeto IPSE (La Macarena, Meta; Cumaribo, Vichada; Miraflores, Guaviare; Carurú y Taraira, Vaupés; y Puerto Leguizamó, Putumayo).

4.2 Seguimiento Técnico de Proyectos Energéticos

A continuación se presenta la relación de los proyectos de interconexión eléctrica construidos en ZNI, que actualmente están en operación:

TABLA 20. PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN ZNI EN OPERACIÓN AL 2010

Programa	Depto	Nombre del proyecto	Valor proyecto \$ millones	Impacto social
				Número de habitantes
Soluciones Convencionales Ejecutadas en Cabeceras Municipales	Antioquia	Interconexión 44 kV Carmen del Darién - Murindó (Antioquia)	4.187	2.285
	Cauca	Interconexión 13,2 kV Puerto Guzmán - Piamonte (Cauca)	1.321	2.695
	Chocó	Interconexión 44 kV Caucheras - Riosucio (Chocó)	6.918	5.660
		Interconexión 115 kV La Virginia - Certegui (Chocó)	24.500	210.000
		Interconexión Brisas - Carmen del Darien a 44 kV	1.950	5.111
	Boyacá	Interconexión 34,5 kV Yopal - Labranza-grande, Pisba y Paya (Boyacá)	5.127	9.455
	Caquetá	Interconexión 34,5 Doncello - Paujil - Cartagena del Chairá (Caquetá)	6.403	9.755
		Interconexión 34,5 kV línea Montañita Paujil - San Antonio de Getuchá (Caquetá)	4.726	5.480
		Interconexión 34,5 kV Morelia - Valparaiso - Solita (Caquetá)	10.000	11.965
		Interconexión 13,2 kV Valparaiso - Campoalegre - Playarica	3.137	422
	Guainía	Interconexión 13,2 kV Inírida - Tierra Alta - Sabanitas y Guamal (Guainía)	549	300
	Meta	Interconexión 34,5 kV San Juan de Arama - Mesetas - Uribe (Meta)	4.640	20.190
		Interconexión 34,5 kV San José del Guaviare - Puerto Concordia (Meta)	2.222	3.735
		Interconexión 34,5kv Puerto Lleras- Puerto Rico (Meta)	7.801	6.140
	Vichada	Interconexión 34,5 kV Puerto Nuevo - Puerto Páez (Venezuela) Puesto Carreño (Vichada)	14.927	6.335
Subtotal			98.408	299.528

Continuación

Soluciones convencionales ejecutadas en corregimientos y/o localidades menores	Chocó	Interconexión 13,2 kV Bahía Solano - Punta Huina (Chocó)	358	345
	Chocó	Interconexión 34,5 kV Acandí Capurganá Sapzurro (Chocó)	1.000	3.290
		Interconexión 13,2 kV Carmen del Darién - Domingodó (Chocó)	287	750
	Meta	Interconexión 34,5 kV Uribe - La Julia (Meta)	5.477	3.655
	Cauca	Interconexión Mocoa (Putumayo) - San Juan de Villalobos (Cauca)	11.146	1.055
Subtotal			18.268	9.095
Total			116.676	308.623

Fuente: Plan Energético ZNI - IPSE.

En la siguiente tabla se muestran los proyectos de interconexión ZNI que cuentan con recursos para su financiación:

TABLA 21. PROYECTOS ZNI CON FUENTE DE FINANCIACIÓN AL 2010

Programa	Depto.	Nombre del Proyecto	Redes de alta tensión (115 kv - 44 kv) / longitud km	Redes de media tensión (34,5 kv - 13,2 kv) / longitud km	Vr. Proyecto (\$ Millones)	Entrada en Operación prevista	Porcentaje de avance dic-10	Impacto social			
								Población beneficiada	Número de Habitantes	Incremento En horas	Total horas
Cobertura con recursos aprobados	Cauca y Nariño	Macroproyecto Interconexión Pacífico Colombiano Cauca Nariño (Guapi, Timbiquí, López de Micay, La Tola, El Charco, Iscuandé, Olaya Herrera, Mosquera y Francisco Pizarro)	(115 kV) 220 km	(34,5 kV) 271 km , (13,2 kV) 27 km	210.000	Dic-12	20%	Guapi, Timbiquí, López de Micay, Santabárbara de Iscuandé, El Charco, La Tola, Olaya Herrera, Mosquera, Francisco Pizarro	53.230	6 a 24	18
	Guajira	Interconexión Uribia - Cardón - Cabo de la Vela (Guajira)		(34,5 kV) 20 km	3.571	Dic-11	50%	Uribia - El Cardón	3.650	6 a 24	18
		Construcción de redes de media y baja tensión en el Cardón y Cabo de la Vela		(13,2 kV) 2,5 km - BT 6.5 km						6 a 24	18
		Interconexión Eléctrica Nazareth - Puerto Estrella		(13,2 kV) 18,4 km	830	Jul-10	100%	Puerto Estrella y comunidades cercanas	381	6 a 24	18
	Guaviare	Repotenciación Interconexión Retorno - La Libertad - Calamar		(34,5 kV)	8.153	Jun-11	80%	La libertad - Calamar	4.196	24	0
	Chocó	Repotenciación 34,5 kV Istmina - Paimadó San Miguel (Medio San Juan, Chocó)		(34,5 kV) 142 km (12,2 kV) 40 km	19.000	Dic-11	10%	Istmina - Paimadó San Miguel (Medio San Juan, Chocó)	14.235	24	0
		Interconexión 34,5 kV Istmina - Bajo Baudó (Chocó)		(34,5 kV) 31 km	10.900	Dic-11		Malaguita - Docordó (Litoral de San Juan, Chocó)	5.891	6 a 24	18

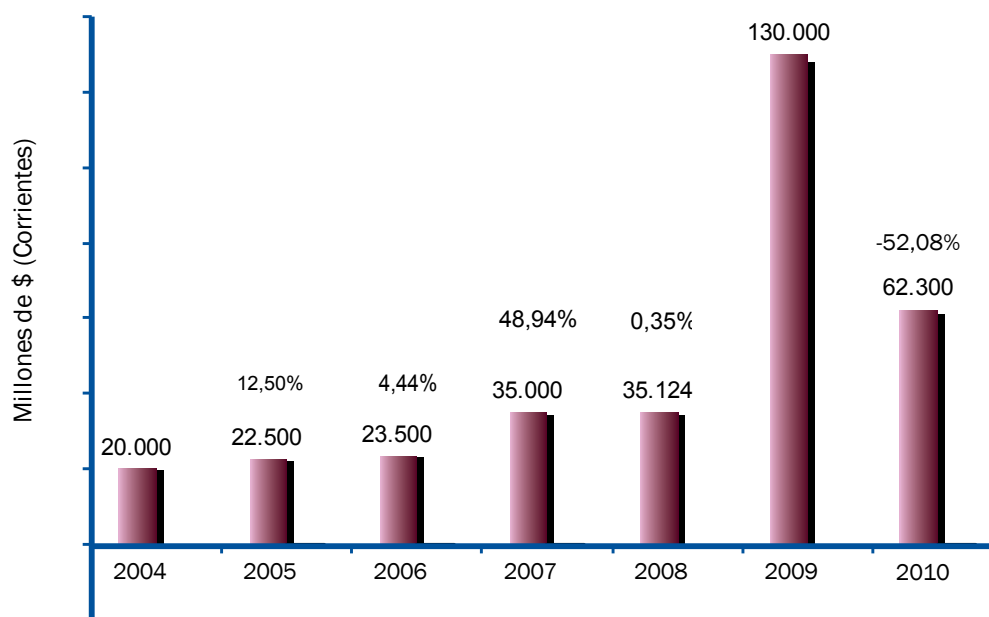
Continuación

Inírida	Interconexión 34,5 kV Inírida (Guainía, Colombia) San Fernando de Atabapo (Venezuela)	(34,5 kV) 31 km	8.000	Mar-12	10%	Inírida (Guainía-Colombia) San Fernando de Atabapo (Venezuela)	30.000	18 a 24	6
Casanare	Interconexión San Luis de Palenque - Sardinas - Orocué (Casanare)	(34,5 kV)	5.000	May-11	80%	Orocué	4.109	6 a 24	18
Caquetá	Interconexión 34.5 kV San Antonio de Getuchá - Solano - Tres Esquinas	(34,5 kV) 75 km	16.087	Dic-11	10%	San Antonio de Getuchá - Solano - Tres Esquinas	19.427	6 a 24	18
Total			281.541				135.119		

Fuente: Plan Energético ZNI - IPSE.

4.3 Subsidios por Menores Tarifas en las ZNI

GRÁFICA 6. EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS POR MENORES TARIFAS 2004 - 2010



Fuente: Subdirección de Planificación Energética - IPSE.

Con base en convenios interadministrativos, suscritos entre el Ministerio de Minas y Energía y el IPSE y apoyados en el marco legal de Ley 1117 de 2006, se continúa otorgando subsidios a los agentes comercializadores de las ZNI, con el objeto de garantizar el cierre financiero en la prestación del servicio. La variación en el 2009 se explica, en gran medida, por la implementación de las Áreas de Servicio Exclusivo en las ZNI.

4.4 Siembra de higuierilla para obtención de biodiésel

Siendo la producción de biocombustibles una opción ante una posible escasez de hidrocarburos y combustibles fósiles, la higuierilla es un insumo de interés para la producción de biocombustibles. Es así, como el IPSE implementó la siembra de 100 hectáreas de higuierilla en el Urabá Antioqueño para su estudio en la obtención de biodiesel, evaluando el método de siembra, densidad de siembra, prácticas culturales, fertilización, control de plagas o enfermedades, etc. que apliquen a las condiciones del sitio, con el fin de garantizar la implementación del cultivo y la obtención de la semilla adecuada para la producción de biodiésel.

Esta investigación logrará consolidar la producción de biodiésel a partir de un insumo diferente a la palma africana, para ser utilizado en la planta de biodiesel de Mutatá.

El costo del proyecto es de \$300 millones. Actualmente se encuentra en evaluación.

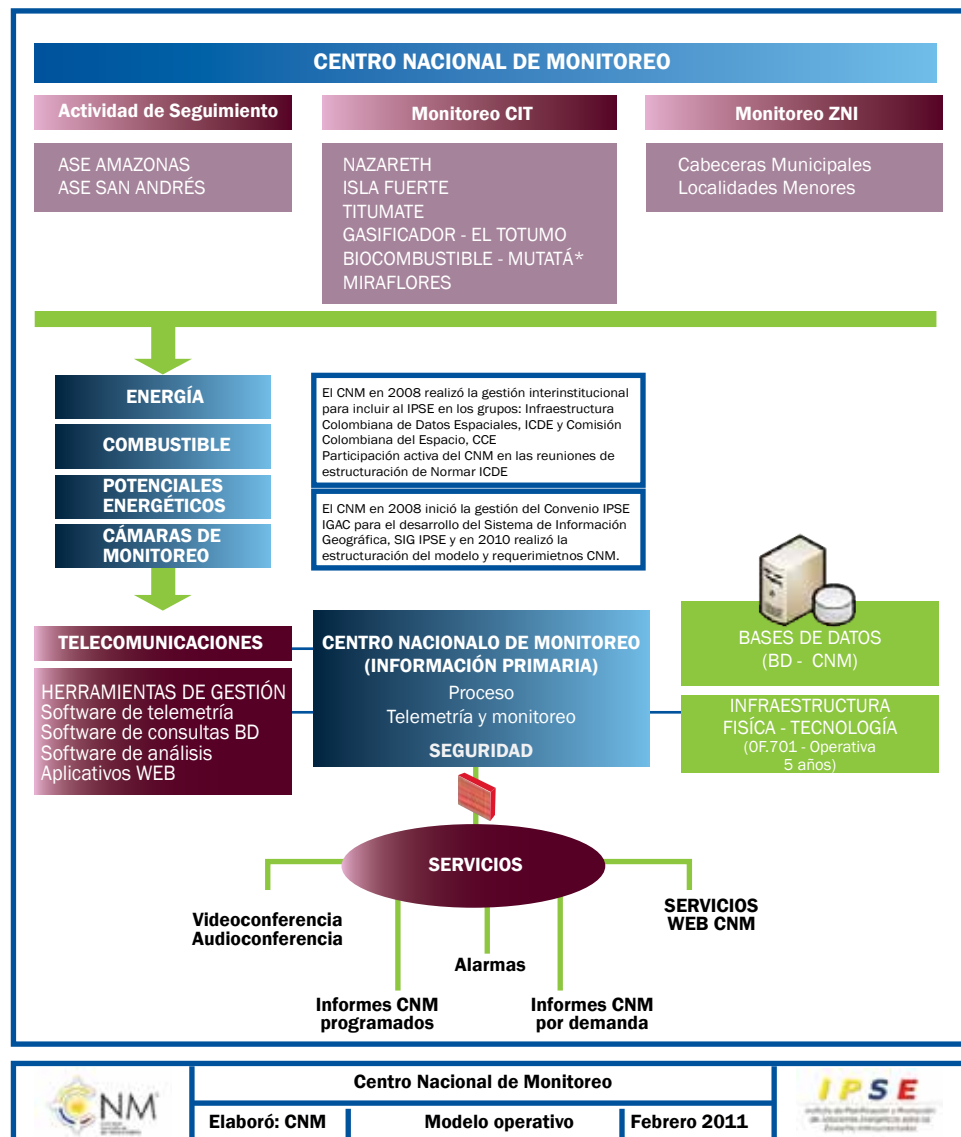


Foto: Cultivo de Higuierilla, Uramita, Antioquia.

GRÁFICA 7. CENTRO NACIONAL DE MONITOREO

4.5 Actividades y productos desarrollados por el Centro Nacional de Monitoreo, CNM

El CNM surge como herramienta de gestión para las áreas misionales del instituto, con el propósito de centralizar y desplegar información técnica y energética del sector eléctrico de las Zonas No Interconectadas del país.



4.6 Telemetría de combustibles en Zonas No Interconectadas

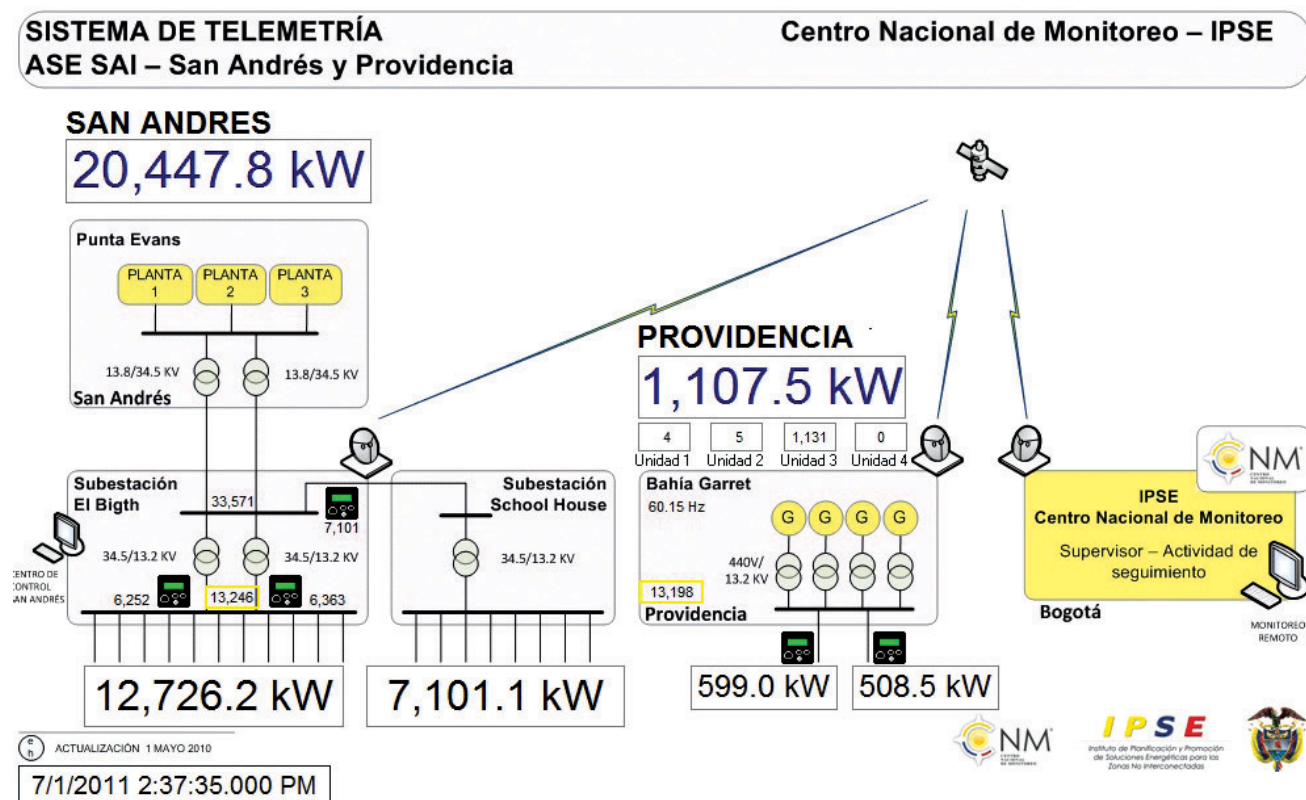
Se instalaron y configuraron sistemas de monitoreo de consumo de combustible en las centrales de generación de Mitú e Inírida sobre cada una de las unidades de generación, para conocer en tiempo real la operación de cada máquina y llevar registro y control de la eficiencia de cada unidad de generación.

TABLA 22. SEGUIMIENTO EN TIEMPO REAL A LA PRESTACIÓN DE SERVICIO EN LAS ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

	Unidad	Combustible acumulado (gl)	
		Día	Mes
7,683	U2100	0	58,893
30,939	U1500	173	58,748
24,860	U1250	371	10,589
5,668	U1000	0	0
	Total	544	128,230

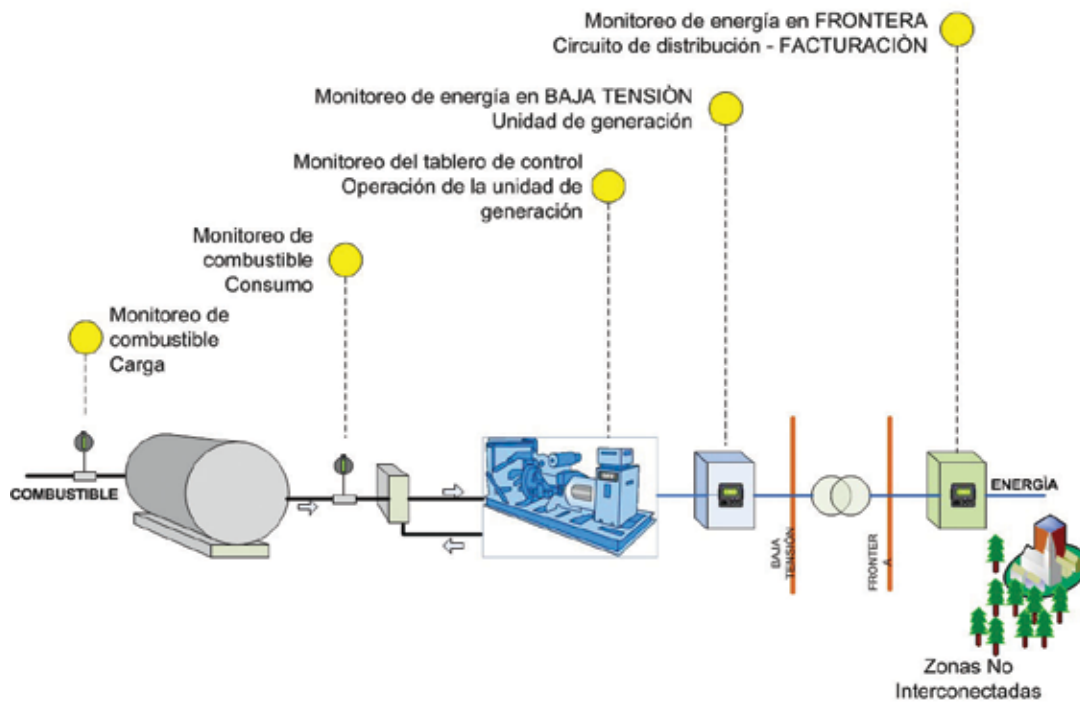
Fuente: IPSE.

GRÁFICA 8. SISTEMA DE TELEMETRÍA ZONAS NO INTERCONECTADAS



GRÁFICA 9. SISTEMA DE MONITOREO EN ZNI, PUNTOS DE MEDIDA CENTRO NACIONAL DE MONITERIO

ACTUALIZACIÓN 02 FEBRERO 2010



Fuente: IPSE.

4.7 Proyecto piloto de monitoreo de potenciales energéticos mediante estaciones de medición

OBJETIVO: implementación y puesta en funcionamiento de sistemas de monitoreo de potenciales energéticos: eólico y solar, en localidades de las ZNI – 2010.

LOCALIZACIÓN: Nazareth, La Guajira (eólico y solar); Puerto Estrella, La Guajira (solar); Isla Fuerte, Bolívar (solar); Titumate, Chocó (solar); Cumaribo, Vichada; Miraflores, Guaviare; La Chorrera, Amazonas.

TIEMPO DE EJECUCIÓN: catorce (14) meses a partir de la fecha de inicio del contrato.

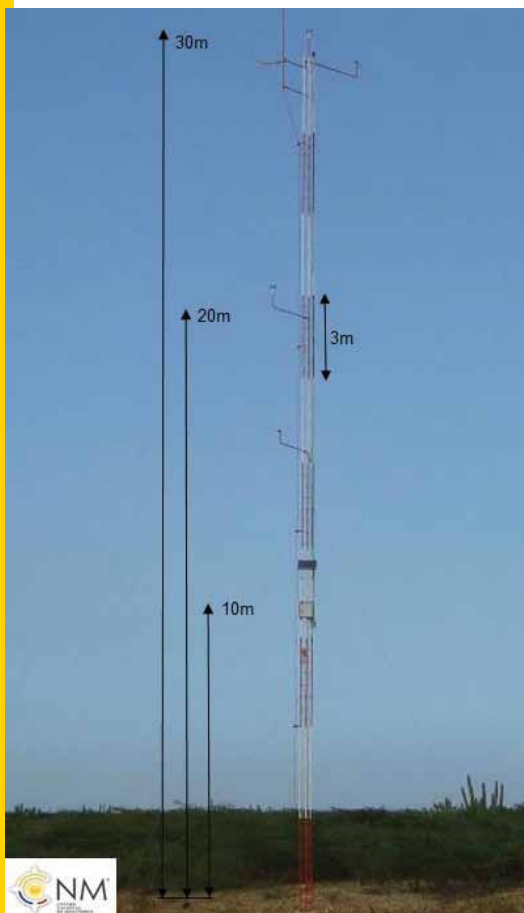
AVANCE DEL PROYECTO: instalado Nazareth; instalación Puerto Estrella (*), Isla Fuerte, Titumate; y en ejecución las otras instalaciones



Torre de medición Nazareth, IPSE 2011

CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA NAZARETH

TORRE DE MEDICIÓN DE POTENCIAL SOLAR Y EÓLICO



ANEMÓMETRO DE COPAS - VELOCIDAD DEL VIENTO



VELETA DIRECCIÓN DEL VIENTO



PIRANÓMETRO RADIACIÓN SOLAR



TERMÓMETRO TEMPERATURA



PARQUE DE POLIGENERACIÓN SOLAR EÓLICO - TÉRMICO



GABINETE Y PANEL



Fuente: IPSE.

4.8 Logros CNM: Centro Nacional de Monitoreo para las ZNI

- Diseño, implementación y puesta en marcha del Centro Nacional de Monitoreo con recursos IPSE.
- Desarrollo del sistema de información del CNM – SIETE, que integra toda la información que actualmente gestiona el CNM (telemetría, uso de sala, seguimiento al llamado telefónico, información de infraestructura energética de las ZNI, subsidios).
- Estructuración de proyectos de telemetría para las ZNI. Proyecto FAZNI de macro medición parte I y II para implementar telemetría de energía en 42 cabeceras municipales de las ZNI.
- Gestionar la telemetría de las localidades que actualmente cuentan con este sistema.
- Creación de perfiles históricos del primer año de telemetría (2007 - 2008 - 2009).
- Gestión con la CREG de la inclusión del costo de monitoreo en resolución CREG 091 de 2007.
- Estructuración del portafolio de servicios para sala de videoconferencias.
- Estructuración e implementación de sistemas de telemetría en Providencia y subestación El Bight en San Andrés.
- Estructuración y generación de boletines mensuales de telemetría, los cuales se están socializando interna y externamente.
- Socialización interna de los reportes semanales de telemetría indicando la prestación del servicio en las localidades con telemetría.

Se realizó la contratación del sistema de comunicación satelital VSAT por 4 años, el cual garantiza la máxima fiabilidad y seguridad para la transmisión de datos desde las localidades de las ZNI, hasta el Centro Nacional de Monitoreo en Bogotá.

Se gestionó la contratación del mantenimiento de la infraestructura de telemetría instalada en las localidades que actualmente cuentan con este sistema de monitoreo y se realizó el seguimiento al mismo, para el período 2008 a 2011.

5. MARCO regulatorio sector eléctrico

5.1 Mercado Mayorista

OBJETIVOS: establecer una regulación que permita mantener el abastecimiento de energía eléctrica en el país, tomando en cuenta los fenómenos climáticos que lo han afectado en los dos últimos años; estableciendo medidas que permitan mantener la continuidad del servicio. Es de destacar que el fenómeno de El Niño, que inició en el mes de septiembre de 2009 y finalizó en el mes de abril de 2010, produjo un aumento en la temperatura del país y una sequía que redujo de forma anormal los aportes a los embalses de las plantas hidráulicas. Por consiguiente, las actividades del primer semestre del 2010 estuvieron centradas en evitar que se presentaran racionamientos de energía eléctrica.

AVANCES Y LOGROS: teniendo en cuenta lo anterior, las actividades que se llevaron a cabo fueron las siguientes:

5.2 Medidas por fenómeno El Niño

Continuando con las medidas que se tomaron en el año 2009 para afrontar el fenómeno El Niño sin incurrir en el riesgo de racionamiento, en el 2010 se expidieron las siguientes resoluciones:

- Resolución CREG-009 del 5 de febrero de 2010, modificada con la Resolución CREG-049 del 7 de abril de 2010; Resolución CREG-060 del 16 de abril de 2010 y Resolución CREG-068 del 19 de mayo de 2010; mediante las cuales se definió el nivel de embalse que se

debe mantener para garantizar la confiabilidad del sistema.

- Resolución CREG-010 del 9 de febrero de 2010, mediante la cual se define un esquema de mercado para conservar almacenada el agua en los embalses y se despachan las plantas térmicas, de modo tal que se logre mantener la confiabilidad definida para el sistema sin tener riesgos de racionamiento.
- Resolución CREG-070 del 1 de junio de 2010, mediante la cual se da fin a las medidas transitorias que se tomaron durante la vigencia del fenómeno El Niño.
- Resolución CREG-041 de 2010 del 18 de marzo de 2010, mediante la cual se define la forma como se trasladada a la demanda de gas natural del interior del país, el mayor costo por concepto de la sustitución de gas natural por combustibles líquidos, ordenada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 181654 del 29 de septiembre de 2009.

5.3 Cargo por Confiabilidad

5.3.1 Aseguramiento de energía para el corto y mediano plazo

Teniendo en cuenta que se tenía asegurado el abastecimiento de energía hasta el año 2014, la CREG expidió las siguientes normas que aseguren la energía para años posteriores:

- Resolución CREG-148 de 2010 mediante la cual se ajusta el mecanismo para el cálculo de la indisponibilidad histórica de las plantas de generación.
- Resolución CREG-180 de 2010, por la cual se fija la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1º de diciembre de 2014 y el 30 de noviembre de 2015.
- Resolución CREG-181 de 2010, mediante la cual se ajusta el mecanismo para respaldar Obligaciones de Energía del Cargo por Confiabilidad con combustibles líquidos.
- Resolución CREG-182 de 2010 de consulta, mediante la cual se define una opción para respaldar Obligaciones de Energía del Cargo por Confiabilidad con gas natural importado.
- Resolución 056 de 2011, mediante la cual se adopta el cronograma para llevar a cabo la subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad, para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2016.

5.3.2 Demanda Desconectable Voluntaria, DDV

Se expidió la Resolución CREG-063 de 2010 mediante la cual se define el mecanismo para la participación de la demanda en el mercado de energía firme mediante contratos bilaterales. Este mecanismo es denominado Demanda Desconectable Voluntaria y sirve para cubrir las obligaciones de energía firme de plantas de generación indisponibles temporalmente por diversas causas como mantenimientos y reparaciones, entre otras.

5.4 Mercado Mayorista

Para lograr mayor eficiencia en las transacciones del mercado mayorista, se trabajaron los siguientes temas:

5.4.1 Medidas de promoción de la competencia

Se expidió la Circular CREG-064 de 2010 con el Documento 118 de 2010, en el que se analizan diferentes alternativas para mitigar el poder del mercado en los intercambios de corto plazo. Se adelantó discusión del tema en un seminario que contó con la presencia de los agentes del sector y cuatro expertos internacionales.

5.4.2 Retiro de agentes del Mercado Mayorista

Se expidió la Resolución CREG-146 de 2010, mediante la cual se ajustaron las normas para el retiro de agentes incumplidos en el mercado mayorista de energía.

5.4.3 Registro de fronteras comerciales

Se expidió la Resolución CREG-038 de 2010; mediante la cual se ajustaron los procedimientos de registro de fronteras comerciales con el fin de más expeditos.

5.4.4 Normas del Mercado Mayorista para períodos de crisis

Teniendo en cuenta las experiencias que dejó el fenómeno El Niño 2009 - 2010 en la operación del sistema, se publicó el documento con la Circular CREG-080 de 2010 en el cual se hacen propuestas sobre las reglas que se deberían aplicar en la operación del sistema para tiempos de crisis.

5.4.5 Cogeneración

En enero del 2010 se expidió la Resolución CREG 005 de 2010 por la cual se ajustó la regulación a lo señalado en la Ley 1215 de 2008. Adicionalmente, se expidió la Resolución CREG 047 de 2011 por medio de la cual se regulan las pruebas y auditorías a las plantas de cogeneración.

5.4.6 Reconciliaciones

Mediante la Resolución CREG 036 de 2010 se modificó la metodología para determinar la remuneración a las plantas hidráulicas por concepto de generación fuera de mérito (reconciliación positiva) para corregir distorsiones en el manejo de los embalses. Adicionalmente, la Resolución CREG 121 de 2010 modificó la liquidación correspondiente a las generaciones desplazadas por restricciones en la red (reconciliación negativa) con el fin de evitar múltiples re-



muneraciones de un mismo recurso e incentivos contrarios a la formación eficiente en los precios de la bolsa de energía.

5.5 Mercado Organizado Regulado

Se finalizó el análisis de los comentarios de los agentes a las resoluciones de consulta CREG 023 y 069 de 2009, en las cuales la Comisión propone la implementación del Mercado Organizado, MOR, el cual consiste en una subasta donde se realizan las compras de energía de mediano plazo con destino a toda la demanda regulada y a los usuarios no regulados que voluntariamente decidan participar.

5.6 Transmisión

5.6.1 Aprobación de inventarios a cada Transmisor

OBJETIVO: aprobar los inventarios y los cargos correspondientes a cada transmisor de acuerdo con la metodología aprobada de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

AVANCES Y RESULTADOS: en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2009, a mediados de ese año se recibieron las respectivas solicitudes de los transmisores nacionales para la aprobación de sus inventarios.

TABLA 23. RESOLUCIONES DE APROBACIÓN DE INVENTARIOS

Transmisor nacional	Resoluciones CREG	
	Aprobación	Recurso
Centrales Eléctricas de Norte de Santander	104	178
Distasa	105	
Interconexión Eléctrica	106	En curso
Transelca	107	En curso
Empresa de Energía del Pacífico	108	
Empresa de Energía de Boyacá	109	
Empresa de Energía de Bogotá	110	
Electrificadora de Santander	111	127
Empresas Públicas de Medellín	112	177

Fuente: CREG.

Después de revisada la información y recibidas las respuestas a las aclaraciones solicitadas, durante el año 2010 se aprobaron las siguientes resoluciones:

Mediante la Resolución CREG 127 se rechazó, por extemporáneo, el recurso de reposición presentado por la Electricidad de Santander.

Luego de adelantar las pruebas solicitadas por Interconexión Eléctrica y Transelca, y el adelanto de otros trámites adicionales, la propuesta para resolver estos recursos será presentada para consideración de la CREG y se espera que las respectivas resoluciones queden en firme en el mes de abril de 2011.

5.6.2 Verificación de la información de AOM

OBJETIVO: establecer los requisitos de las auditorias que deberán contratar las empresas de transmisión así como el detalle de la información de las cuentas de AOM a entregar, junto con los plazos y los formatos de dicha información.

AVANCES Y RESULTADOS: en el mes de abril de 2010 quedó en firme la Resolución CREG 050 de 2010, por la cual se precisaron los mecanismos de verificación de la información de AOM entregada por los transmisores nacionales para el ajuste anual del porcentaje de AOM a reconocer.

En cumplimiento de esta resolución, los transmisores nacionales entregaron la información solicitada a la CREG, a la Superintendencia de Servicios Públicos y al liquidador y administrador de cuentas del Sistema Interconectado Nacional.

5.6.3 Ajuste de resoluciones relacionadas con la metodología de remuneración de la transmisión (Resolución CREG 022 de 2001)

OBJETIVO: adecuar la Resolución CREG 022 de 2001 con base en el texto de la nueva metodología de remuneración del STN contenida en la Resolución CREG 011 de 2009.

AVANCES Y RESULTADOS: durante el primer semestre de

2011 se espera adelantar la adecuación de la Resolución CREG 022 de 2001 de acuerdo con la metodología de remuneración del STN, aprobada en febrero de 2009, y teniendo en cuenta algunas solicitudes de revisión presentadas por los agentes.

5.6.4 Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada

OBJETIVO: adoptar un reglamento para el reporte de las maniobras y los eventos que se presenten en el Sistema de Transmisión Nacional, STN, y definir un procedimiento para calcular la cantidad de energía que se dejó de entregar cuando ocurrieron los eventos. Esto tiene el propósito de estimar las compensaciones que, de acuerdo con la metodología vigente, se trasladan al usuario como un menor valor del costo de prestación del servicio.

AVANCES Y RESULTADOS: en diciembre de 2010 se publicó, para consulta de los agentes, la Resolución CREG 159, en la que se incluyó el proyecto que pretende adoptar la CREG con el fin de acoger el reglamento para el reporte de maniobras y eventos en el Sistema de Transmisión Nacional y se fijan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio.

Se espera que, una vez considerados los comentarios recibidos de los agentes y las posibles modificaciones al texto del proyecto publicado, la resolución definitiva quede en firme durante el primer semestre de 2011.

5.7 Distribución

5.7.1 Aprobación de costos y cargos, Resolución CREG 097 de 2008

OBJETO: dar cumplimiento a lo establecido en la metodología de evaluación de los cargos por uso para los Operadores de Red, OR, y realizar los ajustes previstos en la misma metodología en los aspectos de entrada de nuevos activos y en el reconocimiento de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM.

AVANCES Y LOGROS: en cumplimiento de lo establecido en la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, de que trata la Resolución CREG 097 de 2008, durante el año 2010 se aprobaron cargos a las Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. y a la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.

Como parte de un proceso continuo de evaluación interna, se detectó un error en el cálculo de los cargos de nivel de tensión 4 de algunas empresas. Con el fin de realizar la corrección correspondiente, la Comisión inició siete actuaciones administrativas con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994. De igual manera, se resolvieron seis recursos de reposición como se indica a continuación:

TABLA 24. RESOLUCIONES DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN APROBADAS PARA EL 2010

No.	Operador de red	2010		
		Resolución cargos	Resolución ajuste cargos *	Resolución recurso reposición
019	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	X		
023	Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.			X
024	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.			X
025	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.			X
026	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.			X
027	Compañía Energética del Tolima S. A. E.S.P.			X
081	Codensa S.A. E.S.P.		X	
082	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.		X	
083	Distribuidora del Pacífico S. A. E.S.P.		X	
084	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.		X	
085	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.		X	
086	Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.		X	
088	Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.			X
089	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.	X		
094	Empresa de Energía de Arauca S. A. E.S.P.		X	

Fuente: CREG.

* Ajuste cargos por aplicación del artículo 126 de la Ley 142 de 1994

Adicionalmente, y como estaba previsto en la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008, algunas empresas han solicitado la actualización de sus cargos por la entrada en operación de activos en el STR. A tal fin se iniciaron las actuaciones administrativas para:

- Codensa S.A. E.S.P.
- Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., CHEC.
- Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., Electricaribe.
- Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

5.7.2 Administración, Operación y Mantenimiento, AOM

OBJETIVO: establecer los requisitos de las auditorías que deberán contratar los operadores de red así como el detalle de la información de las cuentas de AOM a entregar, junto con los plazos y los formatos de dicha información.



AVANCES Y RESULTADOS: en abril de 2010 quedó en firme la Resolución CREG 051 de 2010, por la cual se precisaron los mecanismos de verificación de la información de AOM entregada por los operadores de red para el ajuste anual del porcentaje de AOM a reconocer.

En cumplimiento de esta resolución los operadores de red entregaron la información solicitada por la CREG a la Superintendencia de Servicios Públicos y al liquidador y administrador de cuentas del Sistema Interconectado Nacional.

5.7.3 Metodología de remuneración planes de reducción de pérdidas

OBJETO: aprobar la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas establecidos en el Decreto MME 387 de 2007.

AVANCES Y RESULTADOS: a finales del año 2010 se expidió la Resolución CREG 184 de 2001, a través de la cual se hicieron públicos tres proyectos de resolución de carácter general para definir la metodología de implementación de planes de reducción de pérdidas en los sistemas de distribución. Se definió un periodo de tres meses para comentarios por parte de los interesados el cual vence a finales de marzo de 2011.

Durante febrero y marzo de 2011 se realizaron consultas públicas en las ciudades de Ibagué, Cali, Barranquilla y Bogotá, para dar a conocer la propuesta de implementación de planes de reducción de pérdidas.

5.7.4 Calidad de la Potencia

OBJETO: establecer los criterios para la elaboración del diagnóstico de la calidad de la potencia en cada mercado de comercialización y definir los valores de referencia de los indicadores de calidad de potencia definidos.

AVANCES Y RESULTADOS: se realizaron análisis sobre los indicadores y estándares de calidad de la potencia a nivel internacional. Con base en estos análisis y la regulación existente, se estableció la metodología para la ejecución del estudio de auto diagnóstico de calidad de la potencia por parte de las empresas de distribución.

Mediante la Circular CREG 061 de septiembre de 2010 se publicó un documento con la metodología para el auto diagnóstico y los formatos de reporte de los resultados. Dichos resultados fueron entregados por las empresas en noviembre de 2010.

5.7.5 Calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica

5.7.6 Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada en el Sistema de Transmisión Regional

OBJETIVO: adoptar un reglamento para el reporte de las maniobras y los eventos que se presenten en el Sistema de Transmisión Regional, STR, y definir un procedimiento para calcular la cantidad de energía que se dejó de entregar cuando ocurrieron los eventos. Esto tiene el propósito de estimar las compensaciones que de acuerdo con la metodología vigente se trasladan al usuario como un menor valor del costo de prestación del servicio.

AVANCES Y RESULTADOS: en diciembre de 2010 se publicó para consulta de los agentes la Resolución CREG 160 en la que se incluyó el proyecto que pretende adoptar la CREG con el fin de acoger el Reglamento para el reporte de Maniobras y Eventos en los Sistemas de Transmisión Regional y se fijan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio.

Una vez considerados los comentarios recibidos de los agentes y las posibles modificaciones al texto del proyecto publicado, se espera que la resolución definitiva quede en firme durante el primer semestre de 2011.

5.7.7 Calidad del servicio en los sistemas de distribución local

OBJETIVO: continuar con la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecido en el numeral 11.2

del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008.

AVANCES Y RESULTADOS: se continuó con las actividades relacionadas con el inicio de la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008. A continuación se enumeran las acciones llevadas a cabo durante el año 2010 y lo que va corrido del 2011:

- Se realizó un taller con la industria para revisar las inquietudes respecto a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones. Participaron las empresas, la asociación que las agremia y la SSPD.
- Se expidió la Resolución CREG 043 de 2010 con la cual se pusieron en vigencia las disposiciones complementarias sometidas a consulta por medio de la Resolución CREG 177 de 2009 y que habían sido anunciadas en la Resolución CREG 097 de 2008.
- Se aprobó la Resolución CREG 067 de 2010, con la cual se corrigen y aclaran algunas disposiciones de las resoluciones CREG 097 de 2008 y 098 de 2009.
- Se expidieron 12 resoluciones en las que se establece el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad, IRAD, necesario para el inicio del esquema de incentivos y compensaciones a la calidad del servicio. Las resoluciones son las que se indican en la siguiente tabla:

Se aprobó la Resolución CREG 135 de 2010 mediante la cual se hizo público, para comentarios, un proyecto de resolución a partir del cual se complementan disposiciones sobre el esquema de calidad en el SDL. En este proyecto se propusieron reglas para el cálculo del IRAD cuando en el SUI los OR no reportaron información histórica de algún trimestre.

TABLA 25. RESOLUCIONES DE ÍNDICE DE REFERENCIA AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD

Operador de Red	Resolución CREG de 2010
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	117
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	118
Codensa S.A. E.S.P.	119
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	120
Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P.	136
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	137
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	167
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	168
Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.	169
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	170
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	171
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	172

Fuente: CREG.

Mediante la Resolución CREG 166 de 2010, se complementaron las disposiciones sobre el esquema de calidad del servicio en el SDL que habían sido sometidas a comentarios mediante la Resolución CREG 135 de 2010.

Se resolvieron los recursos de reposición que sobre las resoluciones de IRAD, interpusieron algunas empresas.

5.7.8 Áreas de distribución

OBJETIVO: dar cumplimiento a lo ordenado por el Decreto 388 de 2007 y sus modificaciones, en el sentido de ajustar la reglamentación de las áreas de distribución de energía eléctrica.

AVANCES Y RESULTADOS: se expidieron las siguientes resoluciones relacionadas con el tema de áreas de distribución, de conformidad con el Decreto 388 de 2007 y sus modificaciones:

- Resolución CREG 012 de 2010, con el propósito de ajustar la aplicación de las opciones tarifarias en las empresas que forman parte de un área de distribución.
- Resolución CREG 116 de 2010, con el fin de ajustar la formulación del cálculo del cargo del área para evitar las oscilaciones, en el costo unitario de prestación del servicio, que se venían presentando.
- Resolución CREG 149 de 2010, con el fin de ajustar la metodología en el sentido de no permitir que información errónea reportada por un agente origine distorsiones en el cálculo del cargo unificado y que el cargo unificado que se aplica a todos los usuarios de una misma ADD.

5.7.9 Alumbrado público

5.7.9.1 Costos máximos

OBJETIVO: establecer una metodología para la determinación de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio así como el uso de los activos vinculados al sistema de alumbrado público.

AVANCES Y LOGROS: se expidió la Resolución CREG 002 de 2010 mediante la cual se somete a consulta la metodología para la remuneración del servicio de alumbrado público, para comentarios de todos los interesados. Para su divulgación e interpretación, se realizó un taller el día 2 de marzo de 2010.

Con base en los comentarios recibidos por las empresas, usuarios y terceros interesados, la Comisión efectuó ajustes al proyecto de Resolución CREG 002 de 2010.

Con el fin de dar publicidad al proyecto de resolución, la Comisión consideró procedente someterlo nuevamente a consulta mediante la expedición de la Resolución CREG 183 de 2010.

ACTIVIDADES PENDIENTES: con base en el análisis de los comentarios recibidos, la metodología propuesta se ajustará para expedir la metodología definitiva.

METAS 2011: expedir la resolución definitiva mediante la cual se establezca la metodología para la determinación de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio así como el uso de los activos vinculados al sistema de alumbrado público.

5.7.9.2 Facturación y recaudo conjunto

OBJETIVO: con base en lo dispuesto en el artículo 29 de la Ley 1150 de 2007, establecer una metodología para regular el contrato y el costo de facturación y recaudo de la contribución creada por la Ley 97 de 1913 y 84 de 1915 con destino a la financiación del servicio de alumbrado público conjunto con el servicio de energía eléctrica.



AVANCES Y LOGROS: se expidió la Resolución CREG 037 de 2010, mediante la cual se somete a consulta la metodología para regular el contrato y costo de facturación y recaudo conjunto para comentarios de todos los interesados.

Se recibieron comentarios de los diferentes sectores relacionados con el servicio de alumbrado público: Gobierno Nacional, municipios, concesionarios, operadores de red, comercializadores y consultores, respecto a los siguientes temas:

- Administración de tributos por parte de las ESP
- Costo de facturación
- Desprendible separado
- Definiciones
- Convenio interadministrativo
- Impuesto - contribución

5.7.9.3 Revisión del Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998

OBJETIVO: a la Resolución CREG 070 de 1998, armonizarla con los demás cambios regulatorios y aumentarla con temas propios de la relación de los Operadores de Red con los demás agentes de la cadena.

AVANCES Y RESULTADOS: la Comisión contrató una asesoría para adelantar algunos aspectos que debe contener el nuevo reglamento, los resultados de la consultoría fueron divulgados mediante la Circular CREG 087 de 2010 y asimismo se realizó un taller en el que se expuso el tema. Se recibieron comentarios al respecto.

5.8 Comercialización

OBJETIVOS: analizar la regulación vigente a fin de identificar reformas conducentes a establecer responsabilidades más claras para los comercializadores y otros agentes de la cadena, que faciliten la interacción entre ellos y permitan promover la competencia en la actividad.

Analizar posibles reformas a la regulación de los mecanismos de cubrimiento de las transacciones del mercado mayorista de energía y de los pagos de los cargos por uso del sistema de transmisión regional y del sistema de distribución local.

Establecer estándares de calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Continuar los análisis para promover la competencia en el mercado no regulado de energía eléctrica.

Avanzar en la determinación de la metodología de remuneración de la actividad.

AVANCES Y LOGROS: durante el año 2010 la CREG expidió cuatro resoluciones de consulta y una resolución definitiva, en el marco de los objetivos a, b y c del numeral anterior:

- Mediante la Resolución 143 de 2010, la CREG ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar la CREG, por la cual se establece el reglamento de comercialización del servicio público de energía eléctrica.
- Mediante la Resolución 144 de 2010, la CREG hizo público un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado Mayorista de Energía.
- Mediante la Resolución 145 de 2010, la CREG ordenó publicar un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se adopta el reglamento de mecanismos de cubrimiento para el pago de los cargos por uso del sistema de transmisión regional y del sistema de distribución local.
- Adicionalmente, la Resolución CREG 146 de 2010 modificó la Resolución CREG 047 de 2010.
- De otro lado, mediante la Resolución CREG 158 de 2010, se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se adoptan los indicadores de calidad de la atención al usuario del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Las primeras cuatro resoluciones fueron publicadas en octubre de 2010, mientras que la última se hizo pública en diciembre del mismo año. Como complemento de lo anterior, la CREG realizó un taller para socializar el alcance de las resoluciones CREG 143, 144 y 145 de 2010, el día 11 de noviembre de 2010.

Por otra parte, la Comisión realizó un taller el 5 de febrero de 2010 a fin de exponer los fundamentos y el alcance de la Resolución CREG 179 de 2009, con la que se hizo público un proyecto de resolución de carácter general que modifica los límites para la contratación de energía en el mercado competitivo. Durante el año 2010 también se avanzó en el análisis de los comentarios a la mencionada resolución.

En lo que respecta a la nueva metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica, la CREG avanzó en la consolidación y depuración de la información que viene utilizando para el desarrollo de los análisis respectivos. En particular, mediante las circulares CREG 053 del 13 de agosto, 067 del 22 de octubre, 076 del 10 de noviembre y 082 del 6 de diciembre, la CREG requirió la mencionada información.

Adicionalmente, en agosto de 2010 dio inicio a la asesoría para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica, elemento a considerar en la metodología indicada.

CALIDAD DE LA COMERCIALIZACIÓN: la CREG analiza los comentarios recibidos en febrero de 2011 y continuará con el trámite de expedición de esta norma.

5.9 Interconexiones internacionales

5.9.1 Colombia – Ecuador

La Decisión CAN 720 de noviembre de 2009, suspendió por dos años la aplicación de la Decisión CAN 536 “Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”.

A partir de la citada decisión, la CREG expidió la Resolución CREG 160 de 2009, la cual aplica transitoriamente a los intercambios de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador. Dentro de los principales cambios están la forma como se reparten las rentas de congestión y que la demanda del Ecuador no forma precio internamente en Colombia.

Durante el 2010 los organismos reguladores de Colombia y Ecuador analizaron los ajustes pertinentes en los marcos regulatorios de cada uno de los países. En enero del 2011 se efectuó una videoconferencia y se convino que los organismos reguladores de los países miembros de la CAN harían propuestas de ajuste.

En el mes de marzo, se realizó una reunión en Galápagos donde se discutieron aspectos sobre la modificación de la decisión 536 y la interconexión con Chile,

5.9.2 Colombia – Panamá

En junio de 2010, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ASEP, en forma coordinada, sacaron a consulta las resoluciones con la armonización regulatoria que viabilizará los intercambios internacionales entre Colombia y Panamá. Las resoluciones se enmarcan dentro de las directrices establecidas por los dos países a través del Acta de los Presidentes (agosto de 2008) y los Acuerdos de los Ministros (marzo de 2009) y de los Reguladores (marzo de 2009).

Dentro de la consulta se hicieron tres talleres (en Colombia, Panamá y Guatemala) para exponer a todos los interesados los detalles de las propuestas regulatorias.

Todos los comentarios que se recibieron están siendo anali-

zados conjuntamente por los organismos reguladores.

En el mes de abril de 2011 la CREG y la ASEP sacaron a consulta la metodología que permitirá intercambios de largo plazo de Energía Firme de Colombia y Potencia Firme de Panamá que se comercializa en el mercado de electricidad de Panamá.

6. FINANCIERA

Energética Nacional, FEN

6.1 Principales hechos de la gestión de la FEN durante el año 2010

- Durante el año 2010, la Junta Directiva aprobó créditos por \$88.960 millones para los agentes comercializadores y distribuidores del Mercado de Energía Mayorista y para financiar la compra de la participación de la Nación en EPSA por parte de los destinatarios exclusivos de la Ley 226/95.
- Se avanzó en la preparación de los documentos para desembolsar créditos aprobados por \$110.000 millones. Además, se recuperó cartera comercial por \$85.375 millones.
- Se recaudaron comisiones por concepto de garantías por \$266,4 millones y por los negocios para terceros por \$1.132 millones.
- Atendió el pago de garantías por disponibilidad de potencia por \$55.991 millones, equivalentes a US\$29,6 millones.
- Obtuvo reembolsos por parte de la Nación por concepto de los pagos hechos por la FEN en virtud de las anteriores garantías por \$54.737 millones de capital e intereses por \$148 millones.
- Otorgó garantías para respaldar compras de energía en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, por \$68.750 millones.
- Pagó dividendos a los accionistas por \$99.718 millones por el año terminado en 2009.

- Mantuvo la calificación de riesgo en moneda local otorgada por Fitch Ratings en categoría AAA y DP1+.
- Mantuvo la calificación en la deuda en moneda extranjera de Standard and Poor's de BB+ con Outlook estable.
- No efectuó nuevas captaciones en los mercados financieros locales ni en los internacionales.
- Recuperó cartera administrada a favor de la Nación por \$16.392 millones y posteriormente le trasladó a la Nación este mismo valor.
- En virtud del Convenio Interadministrativo "Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos" se pagaron subsidios del sector eléctrico por \$140.000 millones y del sector gas por \$8.000 millones.

6.2 Perspectivas para el año 2011

- Las perspectivas del año 2011 contemplan la atención de las obligaciones y contingencias que tiene la FEN en el año, entre las que se encuentran las siguientes:
- Efectuar los desembolsos de los créditos aprobados por la Junta Directiva por \$198.960 millones.
- Recaudar el servicio de deuda de la cartera comercial por \$71.201 millones.
- Honrar garantías por la totalidad de los valores garantizados por concepto de la disponibilidad de potencia (US\$40,3 millones).
- Recaudar las contragarantías a cargo de la Nación por efecto de los pagos que se hagan para honrar las garantías anotadas anteriormente.
- Emitir garantías bancarias a los agentes del Mercado de Energía Mayorista para respaldar el pago de las transacciones comerciales en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, y en la Bolsa de Energía, por valor de \$32.000 millones.
- Obtener comisiones por \$582 millones por los negocios para terceros y por las garantías otorgadas por la FEN.
- Obtener rendimientos del portafolio de inversiones por aproximadamente \$11.000 millones.
- Continuar prestando su apoyo a empresas del sector energético, mediante la administración de recursos y la ejecución de actividades específicas a través de convenios interadministrativos, encargos fiduciarios y patri-

monios autónomos.

- Pagar impuestos por aproximadamente \$41.000 millones.
- Pagar las contribuciones que la FEN debe realizar por \$4.970 millones a la Superintendencia Financiera, a la Contraloría General de la República y a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, por (\$4.760 millones), para sufragar la cuarta parte de su presupuesto, de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 de la Ley 143 de 1994.

7. TRANSPORTE

de energética eléctrica en Colombia

Con una participación de 71,15% en la propiedad del STN, ISA mantiene su liderazgo en el sector eléctrico colombiano, siendo el mayor transportador de energía en el país y el único con cubrimiento nacional.

La red de transporte de energía de ISA en Colombia es segura y confiable, y está compuesta por 10.115 km de circuito de transmisión con tensión a 230 y 500 kV; 61 subestaciones; 12.811 MVA de transformación y 4.205 MVAR de compensación reactiva.

7.1 Comportamiento de la red

Los indicadores de gestión de la red de transmisión de ISA superaron las metas establecidas para 2010, lo cual muestra la rigurosidad y excelencia en la prestación del servicio. Los indicadores asociados a la disponibilidad y continuidad del suministro de energía tuvieron los siguientes resultados:

7.2 Energía No Suministrada, ENS

En 2010, la energía no suministrada al SIN fue de 4.828 MWh, cifra que está por debajo de la meta establecida para el año (7.241 MWh). El resultado del indicador obedece a causas atribuibles a la Empresa y no considera los atentados a la infraestructura eléctrica. El 76% de la ENS fue causada por actividades de mantenimiento programado y coordinado con los clientes afectados. Este resultado cumple altos estándares de operatividad del sistema, pues sólo el 0.009%

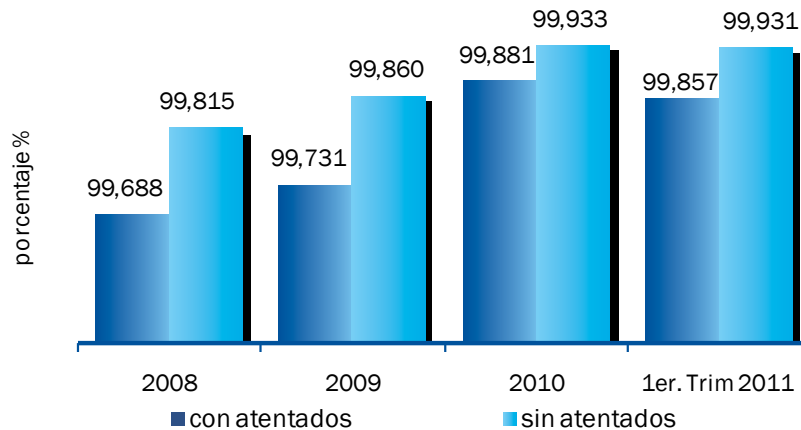
de la demanda total del SIN (56.148 GWh) correspondió a ENS.

Durante el primer trimestre de 2011, la ENS al SIN fue de 219 MWh por mantenimiento programado en elementos radiales del sistema.

7.3 Disponibilidad de la red de transmisión

La disponibilidad total promedio para todos los activos de ISA durante 2010 fue de 99,933%, cifra que supera la meta promedio fijada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, que fue de 99,881%. Para el primer trimestre de 2011, estuvo en 99,931%.

GRÁFICA 10. DISPONIBILIDAD DE LA RED DE ISA



Fuente: ISA S.A. E.S.P.

7.4 Atentados a la infraestructura eléctrica

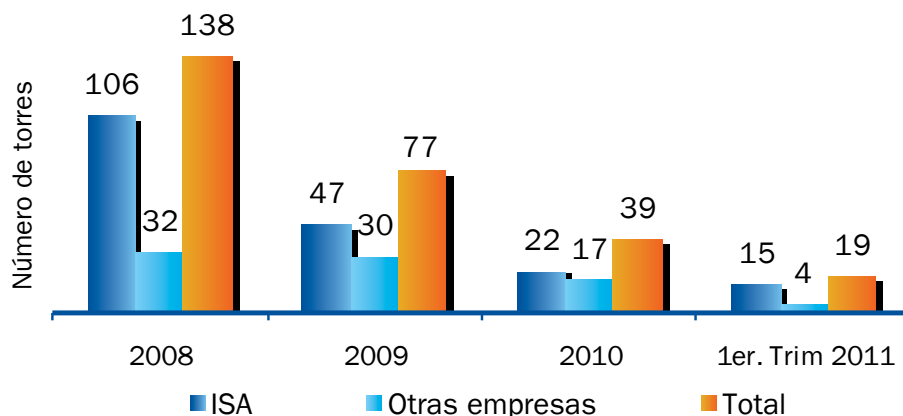
Durante el año 2010 fueron derribadas 22 torres de la red de ISA (46,8% menos que en 2009). De este total, 17 fueron afectadas en el departamento de Antioquia.

En el primer trimestre de 2011, fueron derribadas a la red de ISA en Colombia 15 torres.

Con el apoyo decidido del Gobierno Nacional, la Fuerza Pública y las empresas del sector eléctrico, ISA ejecutó las labores necesarias para garantizar la disponibilidad del servicio. Al cierre de 2010, el 86% de la infraestructura de ISA que había sido afectada por atentados se encontraba recuperada.

El tiempo promedio de recuperación de las estructuras afectadas fue de 20,9 días por torre, lo cual representa un aumento significativo con respecto a la media alcanzada en los últimos años (5,9 en 2009 y 6,73 en 2008). Esta situación

GRÁFICA 11. TORRES AFECTADAS EN EL SIN



Fuente: ISA S.A. E.S.P.

se debió a los problemas de orden público que dificultaron el acceso a los sitios de torres colapsadas en el circuito Porce – Cerromatoso a 500 kV. Los gastos destinados a reparar las estructuras ascendieron a \$5.377 millones, 2,73% menos que en 2009.

7.5 Torres afectadas por el invierno

La fuerte temporada invernal que azotó al país a finales de 2010 inundó también los sitios de torres de diferentes líneas de transmisión de ISA en la Sabana de Bogotá, el Canal del Dique (Costa Atlántica), el Urabá Antioqueño, y Norte de Santander.

Para afrontar esta situación se realizó un plan de choque con sobrevuelos, revisiones pedestres, acuáticas y subacuáticas y la construcción de obras civiles que permitieron minimizar el impacto de las inundaciones en las subestaciones y evitaron indisponibilidades del servicio de transporte de energía. En 2011 se trabajará en la recuperación final de los daños ocasionados por el fenómeno invernal.

7.6 Desarrollo tecnológico

En este campo, ISA ha orientado sus retos al desarrollo de ventajas competitivas que le permitan ser reconocida en el mercado latinoamericano por su liderazgo en la prestación segura y confiable del servicio de transporte de energía, el cumplimiento de las normas, y el desarrollo de procesos seguros para las personas, en equilibrio con el medio ambiente. Durante 2010, la Compañía continuó fortaleciendo las tecnologías aplicadas al desarrollo de nuevos productos y servicios, al mejoramiento de los procesos y a la adquisición de competencias esenciales. En este período se ejecutaron las siguientes iniciativas:

- **Confiabilidad del servicio:** basados en la exitosa experiencia alcanzada en 2009 con la repotenciación de las subestaciones Chivor y San Carlos a 230 kV, se viene ejecutando un proyecto para renovar varias subestaciones de ISA, para lo cual se trabaja en la modernización de los sistemas de control, protección y servicios auxiliares y en el cambio de seccionadores e interruptores. Las obras se adelantan en las subestaciones Jaguas (Antioquia), La Esmeralda (Caldas), La Mesa (Cundinamarca) y Yumbo (Valle del Cauca).
- **Trabajos con Tensión –TcT–:** por primera vez en Colombia se realizaron en una subestación labores de mantenimiento con la línea de transmisión energizada a alto voltaje, sin afectar el suministro de energía. El trabajo, que se ejecutó en la subestación San Bernardino a 220 kV, no impidió la normal prestación del suministro de energía en el suroccidente del país ni afectó la interconexión con Ecuador. Para desarrollar esta iniciativa se requirieron tres años de investigación y de análisis



mecánico, eléctrico y de riesgos. El éxito de este procedimiento marca un hito para las futuras intervenciones a los transformadores de potencia en las subestaciones de ISA y sus empresas.

- **Gestión tecnológica:** en conjunto con las universidades, centros de investigación y Colciencias, la Empresa desarrolla tres importantes proyectos, aplicables a sus actividades: influencia de diferentes variables atmosféricas en el comportamiento de esquemas de pinturas aplicados sobre acero galvanizado; diagnóstico distribuido de eventos y optimización de redes de gestión en sistemas de transmisión de energía eléctrica; y monitoreo de movimientos de suelos en sitios de torres de líneas transmisión.

7.7 Construcción de proyectos de infraestructura

ISA ofrece a sus filiales y a terceros soluciones integrales a su medida, para el diseño y construcción de proyectos de líneas y subestaciones de transmisión de energía y de fibra óptica.

El negocio cuenta con un amplio portafolio de servicios que incluye: desarrollo integral de proyectos; administración delegada; Engineering, Procurement and Construction, EPC; y Engineering, Procurement, Construction and Management, EPCM. Adicionalmente, ofrece servicios de ingeniería aplicada y gestión ambiental, social y predial.

En los países donde actúa, ejecuta proyectos complejos y adopta innovaciones tecnológicas, soluciones de ingeniería y procesos de gestión alineados con las mejores prácticas mundiales.

En Colombia, ISA adelantó los siguientes proyectos durante 2010:

TABLA 26. PROYECTOS ENTREGADOS 2006

Proyectos	Beneficios
Conexión de Cira Infantas a 230 kV al STN.	Mejora la confiabilidad y capacidad de suministro de energía al campo petrolero, mediante su conexión al STN.
Conexión Caricare al STN.	Conecta el campo petrolero Caricare a la subestación Caño Limón.
Convocatoria UPME 01 2007 - Subestación Porce a 500 kV y obras asociadas.	Integra el proyecto de generación Porce III al STN.

Fuente: ISA S.A. E.S.P.

TABLA 27. QUE CONTINÚAN EN EJECUCIÓN 2011

Proyectos	Beneficios
Convocatoria UPME 02 2008 - Subestación el Bosque a 230 kV y obras asociadas.	Aumenta la confiabilidad en la prestación del servicio de suministro de energía en la zona de Cartagena.
Ampliación redes de distribución eléctrica en Sucre, contratado por el Ministerio de Minas y Energía.	Recursos del FAER: Amplía el cubrimiento de electrificación rural en Sucre, región La Mojana.
Línea Popayán - Guapi a 115 kV y subestaciones asociadas, contratado por el Ministerio de Minas y Energía.	Recursos del FAZNI: Mejora la prestación del servicio de energía en Cauca y Nariño.
Interconexión eléctrica a 34,5 kV y subestaciones asociadas, en el departamento de Chocó. Contratado por DISPAC.	Interconexión eléctrica desde el municipio de Istmina, hasta Paimadó y San Miguel.

Fuente: ISA S.A. E.S.P.

8. GESTIÓN comercial de ISAGEN

Para 2010 la demanda de energía en el país presentó un comportamiento irregular, iniciando con un primer semestre caracterizado por importantes crecimientos tanto en la demanda regulada como no regulada, que luego dio paso a un segundo semestre con débiles tasas de crecimiento, especialmente la demanda regulada que se vio bastante afectada por la fuerte temporada de lluvias en todo el país. Al finalizar el año la demanda de energía interna nacional tuvo un crecimiento de 2,7% con respecto a 2009.

El déficit en los aportes hidrológicos, experimentado en el primer semestre del año causado por la fase final del fenómeno El Niño, requirió de un esfuerzo adicional por parte de ISAGEN para optimizar la utilización de sus recursos de generación hidráulicos y la utilización oportuna de la planta térmica Termocentro. De esta manera, fue posible atender los contratos con clientes finales industriales y clientes mayoristas con generación propia, así como ofrecer al sistema servicios auxiliares como el AGC (Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia), los cuales le reportaron a ISAGEN ingresos adicionales para mantener los márgenes de rentabilidad esperados.

La segunda parte del año fue muy positiva en términos de ingresos. Las mayores ventas en contratos bilaterales de energía eléctrica, la mayor generación producto de aportes hidrológicos por encima de los históricos y la óptima colocación de la energía, permitieron que la Compañía obtuviera en el 2010 resultados comerciales superiores en un 4% a los previstos presupuestalmente.

Estos resultados estuvieron apoyados en iniciativas comerciales que buscan consolidar la lealtad de los clientes, y su efectividad se evidencia en la renovación de un 99% de los contratos con clientes finales industriales y en un indicador de satisfacción del 93%. Debe resaltarse también que este canal mostró un incremento del 26% en la energía vendida, principalmente por el ingreso de 33 nuevas fronteras comerciales, alcanzando una participación sin precedentes en este mercado a nivel nacional del 21,4%.

La promoción de servicios relacionados con la Gestión Integral Energética y el inicio de un plan de fortalecimiento de relaciones comerciales con los Operadores de Red, que se suman ahora a la Red de Socios Tecnológicos, son una muestra del interés que ISAGEN tuvo durante 2010 por incentivar la productividad y competitividad de sus clientes y desarrollar la cadena de abastecimiento energético con un enfoque colaborativo, manteniendo su búsqueda permanente por innovar en el servicio para conservar el liderazgo que hoy le reconoce el mercado.

Por último, en los primeros cuatro meses de 2011, ISAGEN continúa presentando resultados positivos en su operación comercial, al igual que en 2010.

La estrategia de contratación ha permitido a la compañía superar las metas de ingresos. Adicionalmente, el exigente proceso de selección de clientes le ha permitido a ISAGEN garantizar un flujo de recursos que le permite soportar su plan de expansión mediante un alto recaudo de su cartera.

8.1 Producción de energía

La producción de energía de ISAGEN se caracterizó en 2010 por mantener niveles superiores a los planeados de disponibilidad en sus plantas, que le permitieron cumplir con los compromisos comerciales, el cargo por confiabilidad y la oferta en bolsa.

En esta vigencia se alcanzó una generación de 9.558,6 GWh, la cual no sería posible sin la efectiva gestión de la operación y la ejecución oportuna de los planes de mantenimiento de las centrales.

En este año continuaron los procesos de modernización tecnológica de las centrales para aumentar la vida útil de estos activos, contribuyendo al aseguramiento de los ingresos en el largo plazo y a la disponibilidad de energía para el país.

8.2 Proyectos en ejecución

8.2.1 Trasvase Guarinó

El 31 de agosto de 2010 entró en operación el Trasvase Guarinó, localizado en el departamento de Caldas, el cual incrementa la generación de energía media anual de la Central Hidroeléctrica Miel I en 308 GWh-año, correspondiente al 21% de su producción actual. Esto se constituye en un aporte importante al crecimiento de la empresa que permitirá la atención, cada año, de los requerimientos de electricidad de una población del orden de los 500.000 habitantes. El proyecto se concluyó cumpliendo en forma anticipada con las obligaciones de energía firme, ENFICC, asignadas en la subasta del mes de mayo de 2008, cuya fecha de compromiso es el 1 de diciembre de 2012.



Proyecto Guarinó. Captación. Fuente: ISAGEN.

8.2.2 Trasvase Manso

El Proyecto Trasvase Manso está localizado en el departamento de Caldas, en límites de los municipios de Samaná y Norcasia, en la vertiente oriental de la cordillera Central. Este trasvase incrementará la energía en la Central Hidroeléctrica Miel I en 104 Gwh-año y se espera que entre en operación en el tercer trimestre del año 2011. A abril 30 de 2011, su construcción avanzó en un 92,16%, y se concluirá cumpliendo en forma anticipada con las obligaciones de energía firme, ENFICC, asignadas en la subasta del mes de mayo de 2008, cuya fecha de compromiso es el 1 de diciembre de 2012.



Proyecto Manso. Captación

8.2.3 Proyecto Amoyá

El proyecto hidroeléctrico del río Amoyá está localizado al sur del departamento del Tolima, en el municipio de Chapparral, a unos 150 km de Ibagué. El proyecto tendrá una capacidad instalada de 80 MW y una generación media anual de 510 GWh-año. A abril de 2011, registra un avance del 81,38%.



Proyecto Amoyá. Casa de Máquinas y Puente Grúa. Fuente: ISAGEN.



Proyecto Amoyá. Panorámica Captación. Fuente: ISAGEN.

8.2.4 Proyecto Sogamoso

El Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso está localizado en el noreste del país, en el departamento de Santander, sobre la cordillera Oriental, en un cañón de la serranía de La Paz. Las aguas del río Sogamoso se aprovecharán para generar 5.056 GWh-año mediante una central hidroeléctrica de 820 MW



Proyecto Sogamoso. Aspecto del río entrando por los portales de entrada de los túneles de desvío. Sobre la derecha se aprecia el enrocado de la pretaigua. Fuente: ISAGEN.



Proyecto Sogamoso. Avance en la excavación de la caverna de máquinas. Fuente: ISAGEN.



Proyecto Sogamoso. Panorámica de la construcción de la presa y el vertedero. Fuente: ISAGEN.

El proyecto Sogamoso, al 30 de abril de 2011, presenta un avance del 32,98%. Se espera que a noviembre de 2013 se entregue en operación, cumpliendo en forma anticipada con las obligaciones de energía firme, ENFICC, asignadas en la subasta del mes de mayo de 2008, cuya fecha de compromiso es de diciembre de 2014.

8.3 Gestión ambiental y social

La gestión ambiental se ejecutó de acuerdo con la normativa legal vigente y los principios de la Política Ambiental de ISAGEN. Dentro de los compromisos legales, las transferencias del sector eléctrico estipuladas en el artículo 45 de la Ley 99 a Corporaciones Autónomas Regionales y municipios de sus áreas de influencia ascendieron a \$33.416 millones. Se ejecutaron los planes de manejo ambiental de todos los centros productivos y proyectos, con una inversión de \$50.138 millones. De forma complementaria, se realizaron inversiones que ascendieron a \$13.044 millones que permitieron desarrollar los programas de gestión social y biofísica, orientados a la formación y participación comunitaria y al fortalecimiento institucional en las áreas de influencia y al mejoramiento ambiental de las cuencas aportantes, así como al fortalecimiento de los programas de desarrollo y paz que apoya la Empresa.

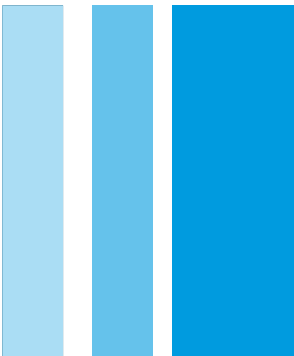
Vale la pena resaltar el avance exitoso de la gestión social y ambiental en los proyectos en ejecución, que más allá de las obligaciones legales y tiene el propósito de que dichos proyectos se inserten adecuadamente en las regiones, contribuyan al desarrollo social de las zonas de influencia, así como al mejoramiento y conservación de las cuencas y ecosistemas. Igualmente, es importante desatacar el diseño y puesta en marcha, en las zonas de influencia de nuestras centrales, de la Escuela de Desarrollo Comunitario, cuyo propósito es contribuir en el fortalecimiento de la autogestión de las comunidades vecinas.

Como parte del compromiso de ISAGEN con la generación del empleo en las zonas donde se construyen los proyectos, a diciembre 31 de 2010 se contaba con 5.819 trabajadores, de los cuales el 54% pertenecen al área de influencia local y regional y el 70% trabajaban para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso.





SECTOR Gas

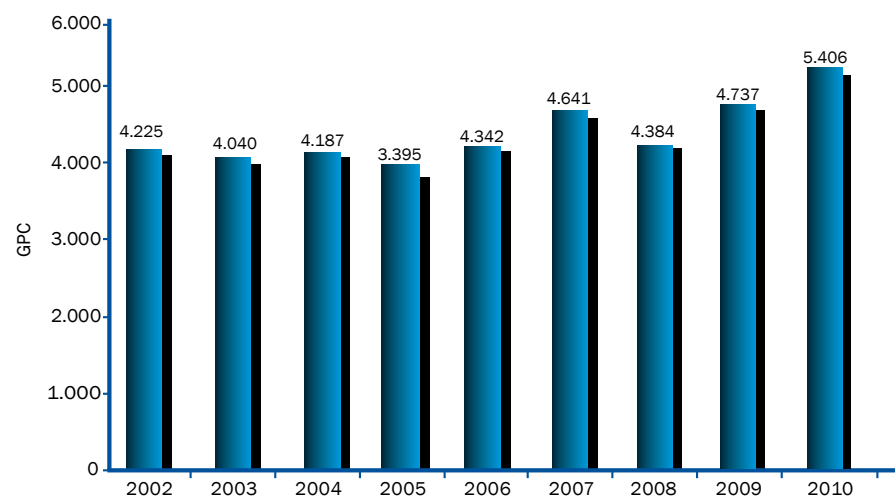


1. RESERVAS de gas natural

Según información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las reservas de gas natural alcanzaron en el 2010 los 7.057 GPC¹. Esta cifra incluye 5.406 GPC de reservas probadas, 1.162 GPC de reservas probables y 489 GPC de reservas posibles.

A continuación se presenta la evolución histórica de reservas probadas de gas natural:

GRÁFICA 1. HISTÓRICO DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL
Incluyen próximas a comercializar y consumo propio
2002 - 2010



Fuente: Ecopetrol - Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.
Elaboró: UPME, Subdirección de información.

1.1 Nuevos contratos de exploración que involucran gas natural

Todos los contratos Exploración y Producción suscritos tienen como objeto adelantar actividades exploratorias en la búsqueda de hidrocarburos (petróleo y gas). Si bien de acuerdo con los estudios realizados sobre el tema se puede considerar que existen cuencas con mayor prospectividad para gas natural libre, no se suscriben contratos que impli-

quen de manera exclusiva la exploración orientada a hallazgos de este hidrocarburo.

1.2 Avance de los contratos de exploración de gas natural existentes

Respecto a los descubrimientos de gas, que se encuentran en etapa de evaluación o en pruebas, tenemos:

TABLA 1. DESCUBRIMIENTOS DE GAS NATURAL
2010 y 2011

Contrato	Compañía	Campo	Estado	Cuenca	Formación productora
Esperanza	Geoproducción Oil and Gas	Nelson	En Evaluación	VIM	Ciénaga de Oro
Guama	Pacific Stratus Energy Colombia Corp	Pederalito	En Evaluación	VIM	Porquero
Perdices	Hocol S.A.	Granate	En Pruebas	VIM	Porquero

¹ Giga Pies Cúbicos

Sierra Nevada	Petrolífera	Brillante	En Evaluación	VIM	Ciénaga de Oro
Talora	Petrosouth Energy Corporation Sucursal Colombia	Vernal	En Evaluación	VMM	Tetuán
Urbante	Ecopetrol	Oripaya	En Evaluación	Catatumbo	Aguardiente

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Desde la creación de la ANH, se han realizado los siguientes descubrimientos de gas natural:

En desarrollo de los contratos de exploración y producción suscritos por la ANH y desde la creación de esta, se han realizado los siguientes descubrimientos de gas natural que se detallan a continuación:

Contrato	Compañía	Campo	Estado	Cuenca	Formación Productora
Carbonera	Well Logging	Cerro Gordo	En Explotación	Catatumbo	La Luna
Carbonera	Well Logging	Paramito	En Evaluación	Catatumbo	Cogollo
Esperanza	Geoproducción Oil and Gas	Arianna	En Explotación	VIM	Ciénaga de Oro
Esperanza	Geoproducción Oil and Gas	Cañaflacha	En Explotación	VIM	Ciénaga de Oro
Esperanza	Geoproducción Oil and Gas	Katana	En Explotación	VIM	Ciénaga de Oro
Esperanza	Geoproducción Oil and Gas	Nelson	En Evaluación	VIM	Ciénaga de Oro
Guama	Pacific Stratus Energy Colombia Corp.	Pedernalito	En Evaluación	VIM	Porquero
La Creciente	Pacific Stratus Energy Colombia Corp.	La Creciente A	En Explotación	VIM	Ciénaga de Oro
La Creciente	Pacific Stratus Energy Colombia Corp.	La Creciente D	En Explotación	VIM	Ciénaga de Oro
La Loma	Drummond	La loma	En Evaluación	Cesar - Ranchería	Cuervos
La Loma	Drummond	Paujil	En Evaluación	Cesar - Ranchería	Aguas Blancas La Luna
Niscota	U.T. TEPMA, Talisman y Hocol	Hurón	En Evaluación	Llanos Orientales	Mirador B Mirador C
Perdices	Hocol S.A.	Granate	En Pruebas	VIM	Porquero
Sierra Nevada	Petrolifera	Brillante	En Evaluación	VIM	Ciénaga de Oro
Talora	Petrosouth Energy Corporation Sucursal Colombia	Verdal	En Evaluación	VMM	Tetuán
Uribante	Ecopetrol	Oripaya	En Evaluación	Catatumbo	Aguardiente

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Igualmente, si bien las actividades exploratorias están orientadas a la búsqueda tanto de petróleo como de gas, se espera que en las cuencas con mayor prospectividad para gas

natural sean perforados veintiún (21) pozos exploratorios durante el 2011 como se detalla a continuación:

Cuenca	No. Pozos Exploratorios
Catatumbo	5
Cesar Ranchería	2
Cordillera Oriental	8
Valle Inferior del Magdalena	6
Total General	21

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

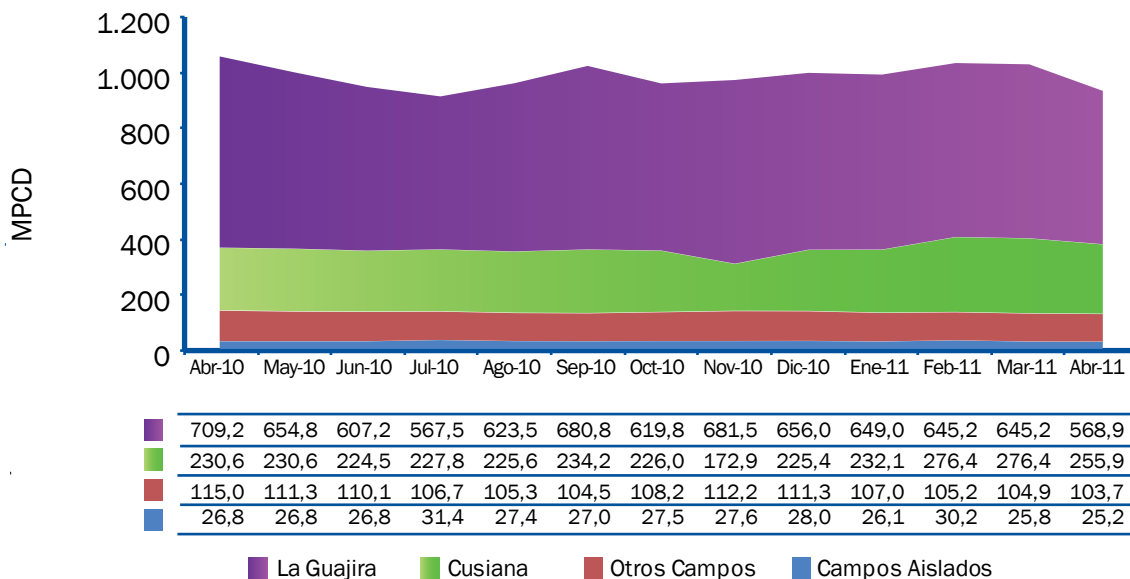
2. OFERTA de gas natural

Durante el 2010, la oferta de gas natural alcanzó un total de 1.020 MPCD² representando un incremento del 1,6% comparativamente con el año anterior. De esta producción, el 67% fue aportado por los campos de la Guajira, el 23%

por los campos de Cusiana y Cupiagua, 6% en el campo La Creciente y el 4% otros campos del interior y de la costa. Entre Enero y Abril de 2011 la oferta de gas natural alcanzó en promedio los 1.019 MPCD manteniéndose el promedio con respecto a diciembre de 2010 al igual que la participación por cada campo.

A continuación se presenta gráficamente, la participación de cada campo:

GRÁFICA 2. OFERTA DE GAS NATURAL - PARTICIPACIÓN POR CAMPO



Fuente: UPME.

3. TRANSPORTE de gas natural

3.1 Promigas S.A. E.S.P

Entre julio de 2010 y mayo del 2011, PROMIGAS S.A E.S.P realizó inversiones del orden de \$10.802 millones de pesos de los cuales \$7.803 se ejecutaron durante el segundo semestre de ese año y \$3.000 millones de pesos entre los meses de enero y mayo de 2011. Estas inversiones están representadas principalmente en obras de adecuación de tramos y construcción de variantes, automatización del gasoducto troncal, la construcción del loop Palomino – La Mami, la ampliación de la estación palomino y la ampliación del SRT Mamonal, como se describe a continuación.

² Mega Pies Cúbicos por Día.



TABLA 4. INVERSIONES DE INFRAESTRUCTURA PROMIGAS S.A. E.S.P
(Millones de pesos)
Julio 2010 - mayo 2011

Cifras en millones de pesos	Acumulado
Adecuación por tramos	7.977
Variantes	459
Variante Ampliación Vía al Mar	
Adecuación gasoducto TGI Atunes-Corelca	
Cruces	-2
Automatización gasoducto troncal	2.300
Loop Palomino - La Mami	35
Ampliación estación Palomino	22
Repotenciación turbina Caracolí	
Ampliación SRT Mamonal	10
Total	10.802

Fuente: Promigas S.A E.S.P.

Entre los meses de junio y julio de 2011, la empresa tiene previsto inversiones estimadas de \$14.390 millones de pesos para un total presupuestado en el periodo julio 2010 y julio 2011 de 25.192 millones de pesos las cuales se describen a continuación:

TABLA 5 DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA PROMIGAS S.A. E.S.P
(Millones de pesos)
Julio 2010 - julio 2011

Cifras en millones de pesos	Acumulado
Adecuación por tramos	10.167
Variantes	4.183
Variante ampliación Vía al Mar	
Adecuación gasoducto TGI Atunes-Corelca	
Cruces	1.348
Automatización gasoducto Troncal	2.300
Loop Palomino - La Mami	1.196
Ampliación estación Palomino	5.440
Repotenciación turbina Caracolí	466
Ampliación SRT Mamonal	92
Total	25.192

Fuente: Promigas S.A E.S.P.

De otro lado, el total de las inversiones previstas por Promigas S.A. E.S.P. para el 2011 asciende a la suma de \$99.535 millones de pesos las cuales se detallan a continuación:

TABLA 6 DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA PROMIGAS S.A. E.S.P
(Millones de pesos)
Julio 2010 - julio 2011

Cifras en millones de pesos	Acumulado
Variantes (1)	14.454
Adecuación por tramos (2)	14.293
Loop Palomino - La Mami	31.061
Ampliación estación Palomino (3)	31.003
Ampliación SRT Mamonal (4)	3.386
Cruces (5)	3.000
Repotenciación turbina Caracolí	2.338
Total	99.535

Fuente: Promigas S.A E.S.P.

- (1) Variantes para aumentar la presión de descarga de los compresores en la estación Palomino (en las líneas Palomino-Bureche y La Mami-Bureche) variante Sincelejo para aumentar la máxima presión atmosférica del tramo.
- (2) Plan de Integridad Sistema Troncal (principalmente cambio de recubrimiento por pérdida de espesor dl gasoducto Ballena - Cartagena y Cartagena - Jobo.
- (3) Instalación de un nuevo compresor para stand-by en la estación Palomino.
- (4) Construcción de un loop para atender proyectos de expansión y nuevos requerimientos de los clientes de la zona.
- (5) Incluye profundización de tuberías de Riohacha.

Asimismo, el volumen transportado durante el periodo comprendido entre julio de 2010 y julio de 2011³ fue de 3.549,9 MPCD⁴.

3.2 Transportadora de Gas Internacional, TGI

Durante el 2010 la empresa ejecutó inversiones del orden de 558 mil millones de pesos y entre enero y mayo de 2011 ha ejecutado \$171 mil millones de pesos en proyectos de gran importancia para el sistema de transporte del interior del país, entre estos el Proyecto de Expansión del Gasoducto desde Ballena, el Proyecto de Expansión del gasoducto desde Cusiana y el Proyecto de Construcción de la Variante Checua. Para la vigencia 2011 la empresa tiene estimado realizar inversiones adicionales del orden de los \$77 mil millones de pesos para los proyectos anteriormente mencionados incluyendo la variante Río Guarín, el cruce del Río Cesar, la Primera Fase de expansión Cundi - Occidental y la construcción de la estación compresora de Chía.

De manera general, a continuación se describen los principales proyectos de infraestructura:

³ La información es de junio de 2010 a julio de 2011 con proyecciones de la empresa de los meses de Junio y Julio de 2011

⁴ Millones de Pies Cúbicos Día

3.2.1 Expansión del sistema de gasoductos desde Ballena

Este proyecto de expansión desde Ballena se encuentra en su etapa final de recibo de obras de construcción de tres (3) estaciones de compresión nuevas y la ampliación de cuatro (4) estaciones de compresión existentes. A partir del 16 de septiembre de 2010, fue declarada la capacidad de compresión de gas de las estaciones del gasoducto desde Ballena, pudiendo transportar 260 MPCD.

En la siguiente gráfica se muestra el esquema del proyecto:

GRÁFICA 3. ESQUEMA DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GASODUCTOS DESDE BALLENA



Fuente: Transportadora de Gas Internacional - TGI

3.2.2 Proyecto de expansión del sistema de gasoductos desde Cusiana

Este proyecto de expansión permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Cusiana en 180 MPCD, pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a una capacidad futura de 390 MPCD. El proyecto se desarrolla en dos fases, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en el campo Cusiana. En la Fase I del proyecto se incrementará la capacidad de transporte en 70 MPCD y en la Fase II se incrementará en 110 MPCD adicionales.

Con excepción de la construcción de la estación de compresión Mariquita y la construcción del loop de 36 KM en 16" los cuales entrarán en operación en septiembre y diciembre de 2011 respectivamente, las restantes obras de construcción y de ampliación ya se encuentran culminadas.

En la siguiente gráfica se muestra el esquema del proyecto:

GRÁFICA 4. ESQUEMA DEL PROYECTO



Fuente: Transportadora de Gas Internacional - TGI

Igualmente, en el segundo semestre de 2010, TGI transportó un total de 2.531 MPCD. Durante el primer semestre de 2011 se ha previsto transportar un total de 3.012 MPCD.

3.3 Progasur S.A. E.S.P

3.3.1 Proyecto gasoducto Cali - Popayán

Durante el 2010 Progasur S.A E.S.P continuó con la construcción del gasoducto Cali - Popayán, cuya longitud será de 117 km aproximadamente, en tubería de acero de 4 pulgadas y con una capacidad aproximada de 3,7 MPCD. El proyecto que favorecerá a las poblaciones de Puerto Tejada, Villa Rica, Santander de Quilichao, Piendamó y Popayán entre otros municipios de los departamentos del Valle del Cauca y Cauca, para beneficiar 113.204 usuarios, con una inversión total de US\$16,06 millones, de los cuales a través del Fondo Especial Cuota de Fomento se cofinanciaron \$11.096 millones de pesos. La inversión restante será asumida por la empresa.

El proyecto inició su construcción el 27 de Julio de 2009; actualmente registra un porcentaje de avance del 99,9% en las obras de tendido del gasoducto y un 95% se encuentra en

operación, encontrándose pendiente a la fecha, el tendido de cerca de 760 metros y su posterior puesta en operación al 100%.

3.3.2 Proyecto gasoducto Sardinata - Cúcuta

Durante el 2010 y lo corrido de 2011, Progasur S.A. E.S.P. ha venido ejecutando el proyecto de construcción y puesta en operación del gasoducto Sardinata – Cúcuta, el cual contará con una longitud de 68,2 kilómetros y una capacidad de 4,5 MPCD

Su ejecución registra un porcentaje de avance del 25% y se prevé su terminación hacia finales del presente año.

De otra parte, entre julio y diciembre de 2010 y de enero a julio de 2011, el volumen de gas transportado por los gasoductos que opera Progasur S.A. E.S.P. fue de 12.416.210 MC y 15.035.559 MC respectivamente.

3.4 Transoccidente S.A. E.S.P.

Según información suministrada por la empresa, durante el periodo comprendido entre julio de 2010 y julio de 2011, no se realizaron inversiones en la infraestructura de transporte.

Entre julio y diciembre de 2010, el volumen de gas transportado por Transoccidente S.A. E.S.P. fue de 6.730.467 KPC. Asimismo, entre enero y mayo de 2011, la empresa ha transportado 5.613.625 KPC y entre junio y julio de 2011 proyecta transportar 2.147.234 KPC.

3.5 Transoriente S.A. E.S.P.

La ejecución de proyectos de infraestructura de gas natural por parte de Transoriente S.A. E.S.P. se concentra en la construcción del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga y la operación y mantenimiento del sistema de gasoductos Barrancabermeja-Payoa-Bucaramanga.

Las inversiones reportadas por la empresa durante el 2010 fueron del orden de \$225 mil millones de pesos y durante 2011 se presupuesta ejecutar \$43 mil millones de pesos.

Los proyectos se detallan a continuación:

3.5.1 Construcción gasoducto Gibraltar-Bucaramanga

Durante el 2010 y lo corrido de 2011 Transoriente S.A. E.S.P. continúa con la construcción del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga con una longitud aproximada de 180 kms, un

diámetro de 12 pulgadas y una capacidad de 45 MPCD que servirá para transportar el gas desde los campos de Gibraltar, localizados entre los departamentos de Norte de Santander y Boyacá hasta Bucaramanga y Barrancabermeja, cambiando el flujo del gas a través de los gasoductos existentes de propiedad de Transoriente. Su terminación se encuentra prevista hacia el mes de septiembre de 2011 teniendo en cuenta los retrasos sufridos con ocasión de la ola invernal.

3.5.2 Operación y mantenimiento del sistema de gasoductos Barrancabermeja-Payoa - Bucaramanga

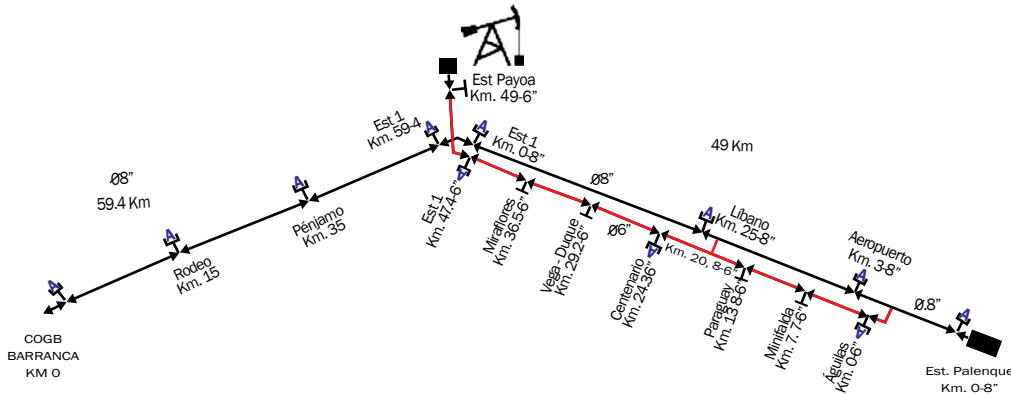
Durante el año 2010 se continuó con la ejecución normal del programa de operación y mantenimiento previamente elaborado, el cual está basado en la aplicación y cumplimiento de las normas internacionales que aplican. La empresa también trabaja en la implementación de un Programa de Administración de Integridad, PAI, lo que implica que además de las actividades que se vienen realizando, se incluyan otras acciones tendientes a garantizar aún más la seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio.

El volumen de gas natural transportado durante el año 2010 llegó a ser de 12,01 MPCD, un 1,25% inferior al del año anterior, como resultado de los menores consumos del sector industrial y de GNCV. De la misma forma entre enero y mayo de 2011 las cifras presentadas por la empresa reflejan un volumen transportado de 12,1 millones de pies cúbicos día.

El sistema actual de gasoductos no tuvo modificaciones mayores durante el año 2010, y continua conformado de la siguiente forma:



GRÁFICA 5. SISTEMA DE GASODUCTOS TRANSORIENTE S.A. E.S.P



3.6 Transmetano S.A. E.S.P

3.6.1 Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural

En el año 2011 se inicia la operación del ramal oriente del gasoducto Sebastopol – Medellín, inversión que contempló la construcción de 42 km de línea de 8" y 6" de diámetro con una capacidad de transporte de 7,5 MPCD con un valor acumulado de \$40.551 millones de pesos. El ramal oriente permitió conectar dos puntos nuevos de entrega al Sistema Nacional de Transporte, los municipios de Rionegro y Guarne en Antioquia. Este ramal permitirá incorporar 50.000 nuevos usuarios residenciales, dinamizará la instalación de estaciones de GNCV en el oriente antioqueño y permitirá que el gas llegue a precios competitivos a la industria no regulada de la zona.

Igualmente, para el 2011 en materia de construcciones y ampliación de la infraestructura de transporte, para acometer la construcción de los ramales a Maceo, Yolombó, Santo Domingo y Don Matías, y aumentar la confiabilidad del gasoducto con la instalación de un compresor en el nodo de entrada para suplir las deficiencias de presión de entrada al gasoducto y garantizar así la capacidad de transporte del sistema.

La inversión efectuada en el 2010 alcanza los 41.703,9 millones de pesos como se detalla a continuación:

TABLA 7. INVERSIONES EN GASODUCTOS TRANSMETANO 2010

Inversiones en gasoducto - 2010	Monto inversión
Gasoducto	\$ 40.551.783.422
Equipo de Operación y mantenimiento	\$ 1.152.211.334
Total Inversiones	\$ 41.703.994.756

Para el año 2011 la empresa tiene proyectado realizar inversiones por valor \$6.000 millones de pesos en función de aprobación del expediente tarifario por parte de la CREG de la siguiente forma:

TABLA 8. INVERSIONES EN GASODUCTOS TRANSMETANO 2011

Inversiones en gasoducto - 2011	Monto inversión
Gasoducto	\$ 5.500.000.000
Ingeniería Básica Compresor	\$ 500.000.000
Total Inversiones	\$ 6.000.000.000

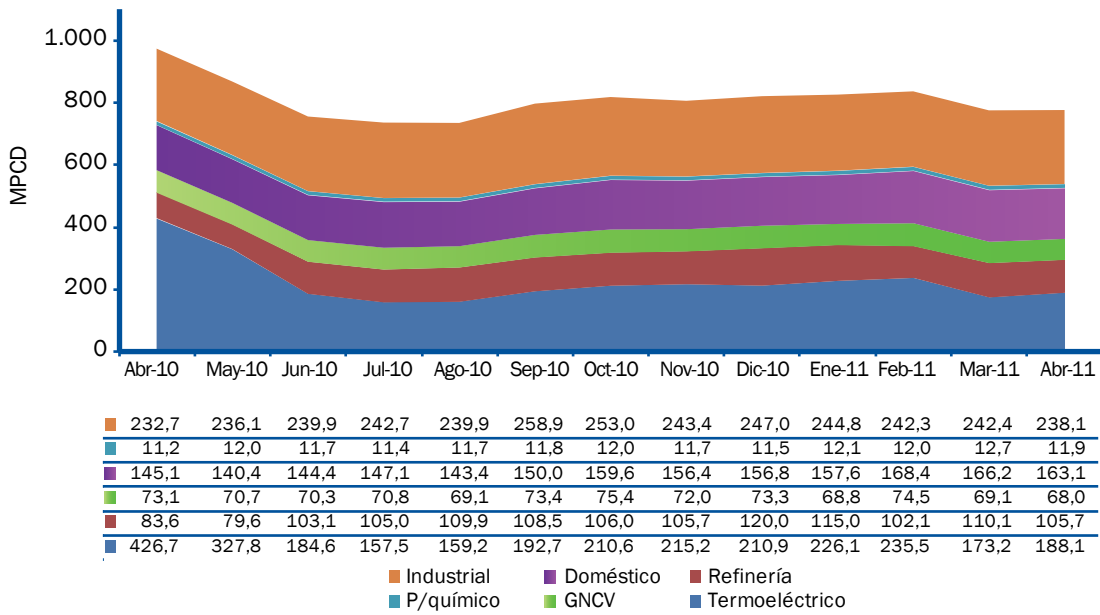
4. COMERCIALIZACIÓN de gas natural

El consumo promedio de gas natural durante 2010 fue de 810,8 MPCD¹⁰ correspondientes al consumo interno, con una participación del Industrial del 30,04% seguido del Termoeléctrico del 28,58%, sector doméstico con un 18,41%, Refinería con el 12,63%, GNCV con el 8,9% y el sector petroquímico con el 1,44%.

A continuación se presenta la participación por sectores de consumo:

¹⁰ Mega Pies Cúbicos por Día

GRÁFICA 6. PARTICIPACIÓN POR SECTORES DE CONSUMO DE GAS NATURAL

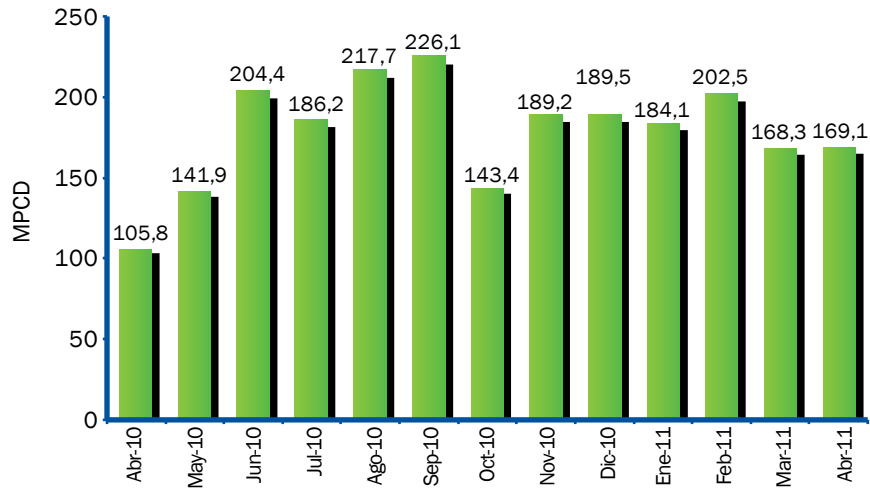


Fuente: MME con datos de CNO - GAS.

Igualmente, las exportaciones de gas alcanzaron en promedio 178,3 MPCD durante el 2010. En el primer trimestre de 2011 el promedio fue de 181 MPCD.

El Comportamiento de las exportaciones durante el año abril 2010 – abril 2011 se muestra a continuación:

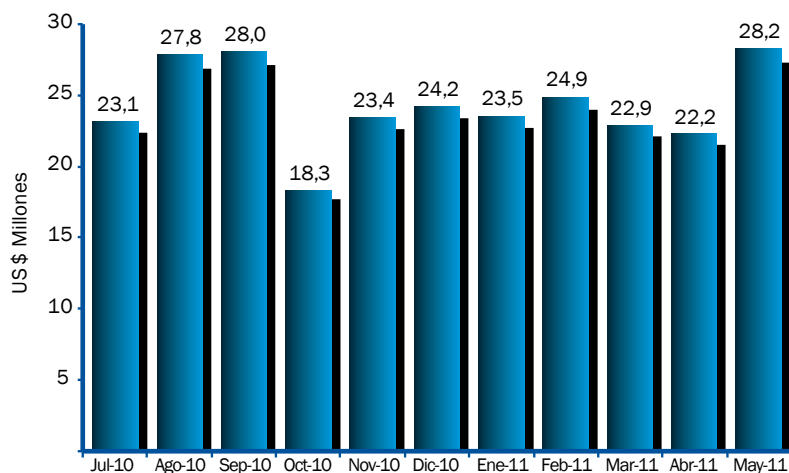
**GRÁFICA 7. EXPORTACIONES DE GAS NATURAL
2010 – 2011**



Fuente: MME con datos de CNO - GAS

Las exportaciones realizadas durante el periodo junio 2010 – mayo 2011 corresponden a ventas por cerca de 266,5 millones de dólares.

GRÁFICA 8. EXPORTACIONES DE GAS NATURAL
Junio 2010 - mayo 2011
(Millones de dólares)



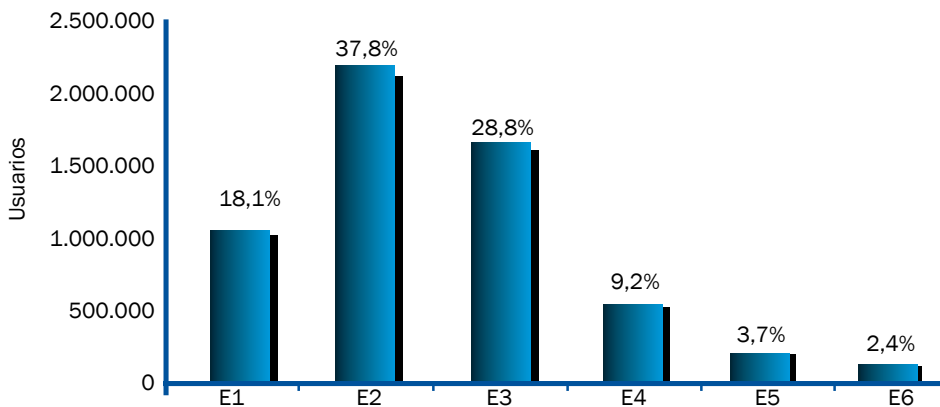
Fuente: Agentes productores. Consolida, Dirección de Gas MME.

5. DISTRIBUCIÓN de gas natural

A diciembre de 2010, se tienen 568 poblaciones con el servicio público domiciliario de gas natural por red, para un total de 5.763.644 usuarios. Asimismo, es importante destacar que durante el periodo comprendido entre enero y mayo de 2011, se conectaron al servicio de gas natural 109.704 nuevos usuarios para un total de 5.873.348 de los cuales el 98,2% corresponde al sector residencial, 1,7% al sector comercial y 0,1% al sector industrial.

A continuación se muestra la participación porcentual por estratos:

GRÁFICA 9. ESTRATIFICACIÓN USUARIOS RESIDENCIAL



Fuente: empresas distribuidoras de gas natural.

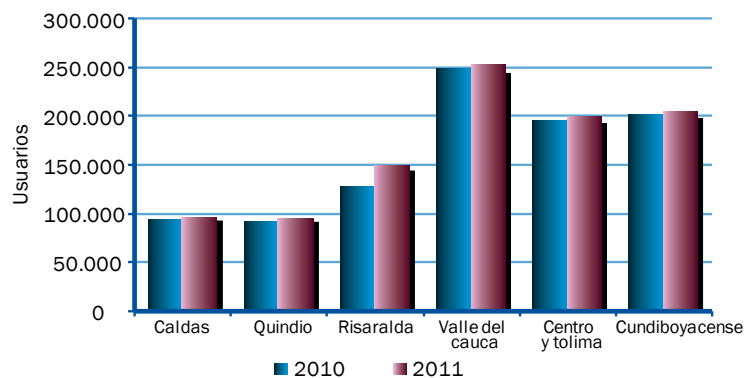
6. ÁREAS

de servicio exclusivo de gas natural

A marzo de 2011 el cubrimiento de usuarios pertenecientes a Áreas de Servicio Exclusivo, ASE, es de 999.061 usuarios que representan el 17% del total de usuarios conectados al servicio público domiciliario de gas natural por red en el país.

En la siguiente gráfica se presenta el comparativo de usuarios en las Áreas de Servicio Exclusivo entre diciembre 2010 y lo que va corrido de 2011.

GRÁFICA 10. USUARIOS CONECTADOS AL SERVICIO DE GAS NATURAL
ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO
2010 - 2011



Fuente: Empresas Distribuidoras - Consolida MME.

7. FONDO

especial cuota de fomento

7.1 Proyectos en ejecución FECF - MME

Desde diciembre de 2010 se vienen ejecutando 24 proyectos para promover el desarrollo de infraestructura de gas natural, cofinanciados con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento por un valor de 57.600 millones de pesos bajo la administración del Ministerio de Minas y Energía, los cuales fueron viabilizados y objeto de asignación de recursos en 2010 y de los que se beneficiarán aproximadamente 385.000 nuevos usuarios en 19 departamentos: Antioquia, Atlántico, Bolívar, Boyacá, Caldas, Caquetá, Cauca, Cesar, Córdoba, Cundinamarca, Huila, Magdalena, Norte de Santander, Quindío, Risaralda, Santander, Sucre, Tolima y Valle del Cauca y a Bogotá Distrito Capital.

A continuación se relacionan los proyectos anteriormente mencionados:



**TABLA 9. PROYECTOS FECF - MME
2010**

Item	Proyecto	Valor solicitado	Valor aprobado FECF	Total usuarios
1	MASIFICACIÓN DE GAS NATURAL POR REDES PARA EL MUNICIPIO DE SAN BENITO - DEPARTAMENTO DE SANTANDER	936.054.542	544.950.506	276
2	MASIFICACIÓN DE GAS NATURAL POR REDES PARA EL MUNICIPIO DE ANDES PERTENECIENTE AL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA	9.510.425.404	3.540.065.727	5.220
3	MASIFICACIÓN DE GAS NATURAL POR REDES PARA EL MUNICIPIO DE SUAITA PERTENECIENTE AL DEPARTAMENTO DE SANTANDER	3.321.574.298	1.856.904.389	1.002
4	MASIFICACIÓN DE GAS NATURAL POR REDES PARA EL ÁREA URBANA Y RURAL DEL MUNICIPIO DEL CARMEN DE CHUCURÍ- DEPARTAMENTO DE SANTANDER	2.666.008.789	1.558.246.470	693
5	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DOMICILIARIO PARA LOS MUNICIPIOS DE LA MERCED Y FILADELFIA EN EL DEPARTAMENTO DE CALDAS	22.244.066.309	3.461.477.992	1.988
6	CONSTRUCCIÓN INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO Y CONEXIÓN DE USUARIOS DE LOS MUNICIPIOS DE DONMATÍAS, ENTRERRÍOS, SAN PEDRO, SANTA ROSA Y YARUMAL EN EL DEPARTAMENTO DE ANTIOQUIA	21.551.635.930	7.847.574.591	11.251
7	CONSTRUCCIÓN CONEXIONES Y REDES INTERNAS PARA USUARIOS DE MENORES INGRESOS VALLE DE ABURRÁ, LA CEJA, LA UNIÓN Y EL RETIRO	44.775.488.857	2.546.936.150	22.096
8	CONEXIONES DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE ANTIOQUIA, CALDAS, CAUCA, CAQUETÁ, CUNDINAMARCA, HUILA Y TOLIMA.	16.720.607.448	2.448.615.518	23.706
9	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DE ARENAL, CALAMAR ARROYOHONDO, SANCRISTOBAL Y SOPLAVIENTO EL PROYECTO PARA INFRAESTRUCTURA PARA CONEXIONES DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN MUNICIPIOS VARIOS DEL DEPARTAMENTO DE BOLIVAR.	3.528.644.952	667.212.448	4.635
10	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS EL PROYECTO SUBSIDIOS PARA CARGOS POR CONEXIÓN A USUARIOS DE MENORES INGRESOS POBLACIONES DE LOS DEPARTAMENTOS DE BOLÍVAR, SUCRE, CÓRDOBA, MAGDALENA Y ANTIOQUIA	47.557.293.565	8.347.285.667	67.599
11	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DE PIVIJAY, EL PIÑÓN, SALAMINA Y VALLEDUPAR EL PROYECTO SUBSIDIOS PARA GASIFICACIÓN DE VIVIENDAS DE STRATOS 1 Y 2 EN LOS MUNICIPIOS DE PIVIJAY, EL PIÑÓN, SALAMINA DPTOS DE MAGDALENA, Y CESAR.	5.411.595.836	947.065.944	7.109
12	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS RELACIONADOS EN EL ANEXO 1 DEL CONVENIO EL PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA PARA CONEXIONES DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN MUNICIPIOS VARIOS DE LOS DEPARTAMENTOS DE CESAR Y MAGDALENA	12.274.734.204	2.046.940.472	16.157

13	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS RELACIONADOS EN EL ANEXO 1 DEL CONVENIO EL PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA PARA CONEXIONES DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN MUNICIPIOS VARIOS DE LOS DEPARTAMENTOS DE ATLÁNTICO Y BOLÍVAR	22.455.775.336	3.795.533.108	29.564
14	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS EL PROYECTO DE SUBSIDIO A USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE OCAÑA, DEPARTAMENTO DE NORTE DE SANTANDER Y FLORIDABLANCA, DEPARTAMENTO DE SANTANDER	1.937.434.951	318.587.689	2.749
15	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DEL ANEXO 1 PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA DE CONEXIONES USUARIO DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DE SAN JOSÉ DE CÚCUTA, VILLA DEL ROSARIO, LOS PATIOS Y PAMPLONA EN EL DEPARTAMENTO NORTE DE SANTANDER	10.100.302.560	1.477.504.768	22.096
16	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DE ARANZAZU, SALAMINA, AGUADAS, SUPÍA, RIOSUCIO, ANSERMA, VITERBO Y PÁCORA DEL DEPARTAMENTO DE CALDAS CONEXIÓN DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN ARANZAZU, SALAMINA, AGUADAS, SUPÍA, RIOSUCIO, ANSERMA, VITERBO Y PACORA DEL DEPARTAMENTO DE CALDAS	5.212.772.100	593.371.399	7.398
17	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE BOGOTÁ, SOACHA Y SIBATÉ EL PROYECTO DE COFINANCIACIÓN DE CONEXIONES CON RECURSOS DEL FONDO CUOTA DE FOMENTO A USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE GAS NATURAL S.A ESP EN BOGOTÁ, SOACHA Y SIBATÉ	33.419.764.950	4.905.558.871	47.394
18	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS RELACIONADOS EN EL ANEXO 1 PROYECTO DE COFINANCIACIÓN DE CONEXIONES CON RECURSOS DEL FECFGN A USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE UBICADOS EN 54 MUNICIPIOS DEL ALTIPLANO CUNDIBOYACENSE EN LOS DEPARTAMENTOS DE CUNDINAMARCA, BOYACÁ Y SANTANDER.	8.275.043.790	1.160.887.993	11.735
19	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS MANIZALEZ, VILLAMARÍA, ARMENIA, CALARCÁ, PEREIRA, DOSQUEBRADAS EN LOS DEPARTAMENTOS DE CALDAS, QUINDÍO Y RISARALDA PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN CONEXIONES DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS DEPARTAMENTOS DE CALDAS, QUINDÍO Y RISARALDA	31.846.987.920	4.534.584.323	44.321
20	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DE CIRCASIA , FINALANDIA, LA TEBAIDA, MONTENEGRO, QUIMBAYA DEL DEPARTAMENTO DEL QUINDÍO, EL PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN CONEXIONES DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DEL QUINDÍO.	5.427.901.600	640.781.905	7.554
21	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DE BALBOA, LA CELIA, LA VIGINIA, MARSELLA Y SANTA ROSA DEL DEPARTAMENTO DE RISARALDA EL PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN CONEXIONES DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE RISARALDA.	2.944.167.376	413.896.251	4.097

22	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DE CHINCHINÁ, NEIRA, Y PALESTINA DEL DEPARTAMENTO DE CALDAS EL PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN CONEXIONES DE USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN LOS MUNICIPIOS DEL DEPARTAMENTO DE CALDAS	1.946.201.008	212.595.666	2.708
23	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DE ALCALA, BOLIVAR, BUENAVENTURA, CALIMA, DARIÉN, EL DOVIO, RIOFRÍO, TORO, TRUJILLO, ULLOA, VERSALLES, VIJES Y YOTOCO DEL DEPARTAMENTO DEL VALLE EL PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN PLAN DE CONEXIÓN USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN 12 MUNICIPIOS DEL VALLE.	28.493.051.465	2.431.310.933	40.766
24	COFINANCIAR CON USUARIOS DE MENORES INGRESOS DE LOS MUNICIPIOS DE CALOTO, CORINTO, GUACHETE, MIRANDA, PADILLA, PUERTO TEJADA, SANTANDER DE QUILICHAO Y VILLARRICA DEL DEPARTAMENTO DEL CAUCA EL PROYECTO CONSTRUCCIÓN PLAN DE CONEXIÓN USUARIOS DE MENORES INGRESOS EN 8 MUNICIPIOS DEL CAUCA	16.632.554.677	1.314.607.318	23.811

Fuente: Dirección de Gas, MME.

8. FONDO Nacional de Regalías

En el 2010 se aprobaron proyectos para ser cofinanciados con recursos del Fondo Nacional de Regalías, FNR, por valor de \$8.294 millones de pesos con los cuales se beneficiarán aproximadamente 9.000 nuevos usuarios del servicio de gas combustible por red en los departamentos de Tolima y Caquetá, de acuerdo con el siguiente detalle:

TABLA 10. PROYECTOS APROBADOS POR FNR EN LA VIGENCIA 2010

No.	Año	Departamento	Municipios	Valor cofinanciado con recursos del FNR	Usuarios
1	2010	Tolima	Rovira	\$1.303.267.208	2.443
2			Prado	\$ 2.258.100.158	1.071
3		Caquetá	San vicente del Caguán	\$ 4.732.876.031	5.339

Fuente: Dirección de Gas, MME.

En la vigencia 2011, se han aprobado proyectos, para cofinanciación con recursos del Fondo Nacional de Regalías – FNR-, por valor de \$7.455,2 Millones de Pesos con los cuales se beneficiarán cerca de 5.834 nuevos usuarios del servicio de gas combustible por red en los departamentos de Boyacá, Santander y Norte de Santander, como se muestra a continuación:

TABLA 11. PROYECTOS APROBADOS POR FNR EN LA VIGENCIA 2011

No.	Año	Departamento	Municipios	Valor cofinanciado con recursos del FNR	Usuarios
1	2010	Boyacá	SOTAQUIRÁ	\$1.303.267.208	2.443
2			CAMPOHERMOSO	\$1.261.000.000	323
3		Santander	AGUADA	\$679.000.000	982
4			BETULIA	\$1.021.000.000	521
5			MATANZA	\$691.000.000	399
6		Norte de Santander	SAN CAYETANO	\$2.500.000.000	1186

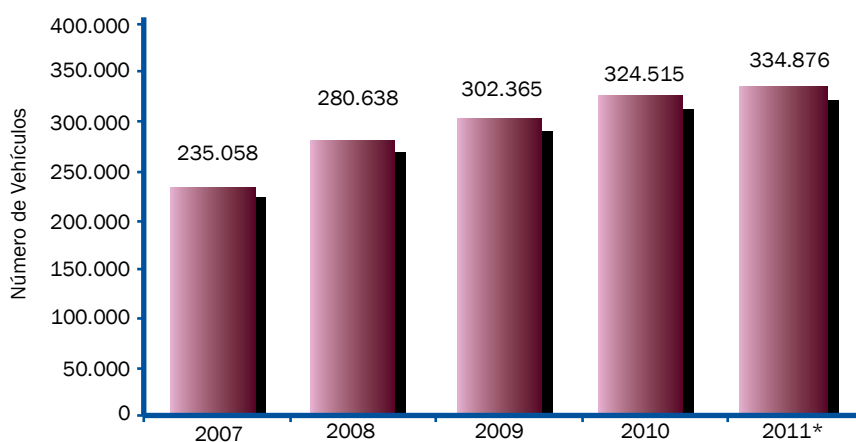
Fuente: Dirección de Gas, MME.

9. GAS NATURAL Vehicular

Durante todo el programa de conversión a Gas Natural Vehicular, se han convertido un total de 334.876 vehículos, de los cuales 22.150 se convirtieron durante el 2010.

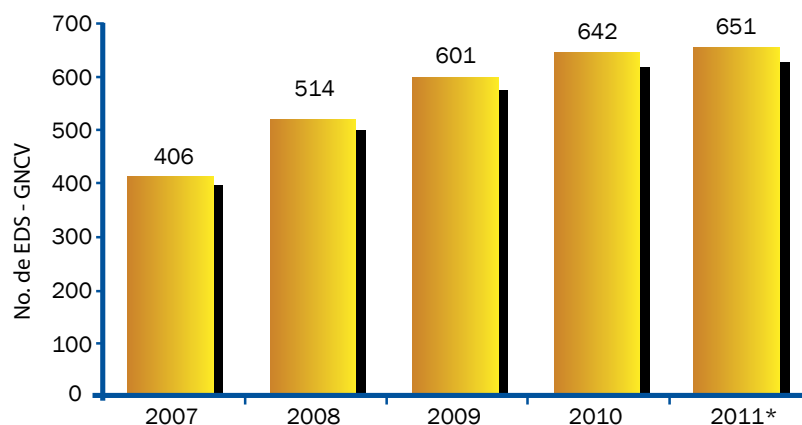
De enero a abril de 2011 se han convertido en todo el país un total de 10.361 nuevos vehículos, tal como se indica a continuación:

GRÁFICA 11. VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL
Cifras acumuladas



Al terminar el 2010, el país contaba con un total de 642 estaciones de servicio en todo el país. A mayo de 2011 se registran un total de 651.

GRÁFICA 12. ESTACIONES DE SERVICIO DE GAS NATURAL



Fuente: empresas comercializadoras de GNV.
(* Enero a mayo de 2011.

10. ASPECTOS regulatorios y/o reglamentarios de gas natural

10.1 Instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural

10.1.1 Abastecimiento de gas natural

Durante el segundo semestre de 2010 y el primer semestre de 2011, el Ministerio de Minas y Energía basado en estudios elaborados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, y la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, determinó la conveniencia de incentivar las importaciones de gas natural y desarrollar nuevas fuentes de suministro.

Igualmente, determinó que para estimular la autosuficiencia de gas natural a través del incremento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos se hacía necesario promover las exportaciones de este energético, lo mismo que establecer instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible.

Teniendo en cuenta lo anterior, expidió el Decreto 2100 de 2011 el cual tiene como finalidad establecer mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural.

10.2 Transporte de gas

10.2.1 Remuneración de la actividad del transporte de gas natural

Mediante la Resolución CREG 126 de 2010 la Comisión aprobó los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte.

10.2.2 Solicitudes tarifarias

Desde octubre de 2010 la Comisión inició las actuaciones administrativas tendientes a resolver solicitudes tarifarias formuladas por los agentes transportadores en virtud de la Resolución CREG 126 de 2010

En este sentido, para el 2011, la CREG proyecta culminar

el estudio de dichas solicitudes tarifarias radicadas por los agentes en octubre de 2010.

10.2.3 Estandarización de contratos

En el mes de diciembre de 2010 la CREG finalizó el proceso de contratación, para evaluar e implementar mecanismos de estandarización de los contratos del suministro y el transporte de gas natural en Colombia lo mismo que la consultoría para el diseño y la estructuración del mercado secundario y de mercados de corto plazo y de los criterios para su administración las cuales se desarrollarán en 2011.

10.2.4 Condiciones de acceso al Sistema Nacional de Transporte, SNT

Durante el 2010, análisis realizados por la CREG indicaron la necesidad de regular el costo de los nuevos puntos de entrada y de salida del SNT, así como aspectos relacionados con los procedimientos que debe seguir el transportador para atender las solicitudes de construcción de los mismos, cuyos procedimientos básicos se encuentran previstos en el Reglamento Único de Transporte de gas natural, RUT (Res. CREG 071 de 1999).

De acuerdo con lo anterior, durante 2010 la CREG sometió a consulta las siguientes propuestas regulatorias:

Durante 2010 la CREG ha publicado dos propuestas regulatorias que complementan el RUY (Res. 071 de 1999) dirigidas principalmente a establecer los precios regulados de los puntos de entrada y de salida del SNT y las condiciones para definir la viabilidad técnica de nuevos puntos por parte de los transportadores.

Para el 2011 se tiene previsto aprobar la resolución definitiva que contenga la regulación del costo de los nuevos puntos de entrada y salida, así como aspectos relacionados con los procedimientos que debe seguir el transportador para atender las solicitudes de construcción de nuevos puntos de entrada y de salida del SNT.

10.3 Comercialización de gas natural

10.3.1 Definición de la nueva metodología de distribución y comercialización de gas combustible por redes

En el año 2010, la Comisión mediante la Resolución CREG 103 de 2010 sometió a consulta “los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados”.

De otra parte y en relación con la actividad de distribución, la Comisión ha venido adelantado análisis sobre los siguientes temas, entre otros: conformación de mercado relevante, Frontera en la definición de distribución y transporte, Metodología de remuneración, Valoración de inversiones, Metodología para la reposición de activos, Metodologías para determinar la eficiencia de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM, Valoración de otros activos. Ajuste a la canasta de tarifas, Comportamiento de la demanda durante el periodo tarifario que culmina, Costo de capital o WACC, Convivencia de dos o más prestadores en un mismo mercado relevante.

También se culminó el estudio de unidades constructivas asociadas a los activos inherentes a la actividad de distribución de gas combustible por redes y la definición de sus costos eficientes para ser consideradas en el próximo periodo tarifario. Así mismo, se llevaron a cabo talleres de divulgación del avance del estudio y se recibieron los comentarios de los agentes. La Comisión inició el proceso de análisis de las nuevas unidades constructivas propuestas por el Consultor y de sus costos.

Se espera que para este año se apruebe la regulación definitiva que contenga la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tubería lo mismo que expedir la propuesta metodológica para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

10.3.2 Aprobación de cargos de distribución y comercialización

En 2010 la CREG aprobó Cargos de Distribución y Cargo de Comercialización de gas combustible por redes a usuarios regulados y se resolvieron recursos de reposición, para mercados relevantes en los departamentos del Amazonas, Antioquia, Bolívar, Boyacá, Córdoba, Huila, Magdalena, Meta, Nariño y Santander, las cuales buscan llevar gas a 32 nuevos municipios y a 89.915.

10.3.3 Regulación sobre acceso a sistemas de distribución de gas natural

En el 2010 la CREG expidió la Resolución CREG 044 de 2010 por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución que regula aspectos sobre el acceso abierto a los Sistemas de Distribución de gas. En el 2011, la CREG prevé aprobar la resolución definitiva que contenga la regulación sobre el acceso abierto a los sistemas de distribución de gas natural, lo mismo que regular el costo de los puntos de salida por parte de los distribuidores a los transportadores,

comercializadores, usuarios no regulados u otros distribuidores.

10.3.4 Fórmula tarifaria

Durante el 2010 la CREG continuó el proceso de establecer la regulación de fórmula tarifaria general para la determinación del costo de prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados, previsto en el proyecto contenido en la Resolución CREG 178 de 2009.

Para el 2011 la CREG proyecta aprobar la resolución definitiva que contenga la fórmula tarifaria general para remunerar el servicio público de gas combustible por redes de tubería.

10.3.5 Ajuste de la regulación de la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas natural

Durante el 2010 la CREG continuó el proceso de adaptar la regulación de la actividad de revisiones periódicas a las instalaciones internas de gas para que se ajuste a la actual situación del mercado, mejorando las condiciones para el usuario, promoviendo la competencia, aplicando la normatividad técnica y garantizando las condiciones de seguridad requeridas para la prestación eficiente del servicio público domiciliario de gas combustible previsto en el proyecto contenido en la Resolución CREG 178 de 2010.

Para el 2011 la CREG proyecta aprobar la resolución definitiva que modifique el código de distribución en lo correspondiente a la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas.

10.3.6 Confiabilidad

Durante el 2010 los esfuerzos de la CREG en este sentido se orientaron a definir la metodología para la remuneración de las inversiones tendientes a asegurar la confiabilidad del servicio público de gas natural, igualmente la Comisión adelantó una consultoría para la determinación y valoración de alternativas técnicas que son viables para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios regulados de los mercados relevantes de distribución – comercialización.

Para el 2011 la CREG prevé expedir las resoluciones de aprobación de cargos de solicitudes tarifarias que se radiquen durante esta vigencia.



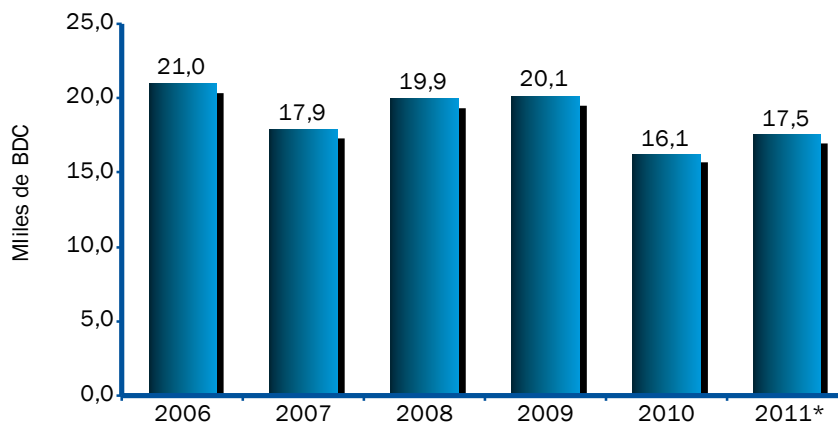
11. GAS

Licuido de Petróleo

11.1 Producción y consumo de GLP

Durante 2010, la producción de gas licuado de petróleo, GLP, alcanzó un promedio de 16,13 KBPDC¹¹. En el primer trimestre de 2011 esta alcanzó a los 17,46 KBPDC, en promedio mostrando una tendencia decreciente.

GRÁFICA 13. PRODUCCIÓN DE GLP

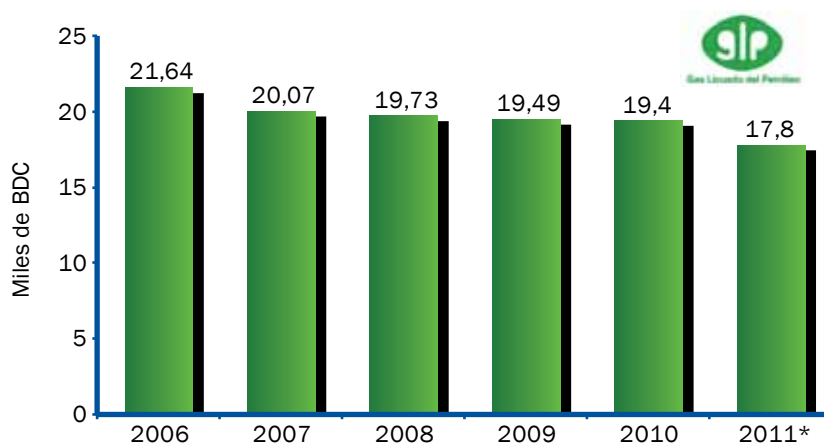


Fuente: UPME.

Durante 2010, el consumo de gas licuado de petróleo, GLP, alcanzó un promedio de 19,4 KBPDC. Asimismo, durante el primer trimestre de 2011 registró un consumo del orden

de 17,8 KBPDC. No obstante lo anterior, el comportamiento del consumo tiene una tendencia decreciente desde el 2007:

GRÁFICA 14. CONSUMO DE GLP



Fuente: UPME.
* A marzo de 2011.

¹¹ Miles de barriles por día calendario.

11.2 Proceso de certificación de plantas de envasado de GLP

Desde el inicio del proceso de certificación de plantas de envasado de GLP en virtud del Reglamento Técnico correspondiente, Resolución 180581 de 2008 ha habido varias modificaciones. Con corte a diciembre de 2010, de un total de 131 plantas de envasado de GLP, 102 cuentan con certificado de conformidad del proceso de envasado de acuerdo al reglamento técnico.

11.3 Periodo de transición en el esquema de cambio de cilindros universales a cilindros marcados

Dentro del nuevo esquema de cambio de propiedad de cilindros, se han marcado un total de cuatro millones de cilindros de un total de cerca de cinco millones programados, equivalentes al 80,9% dentro del periodo de transición que tenía prevista como fecha de finalización el 31 de diciembre de 2010 prolongado hasta el 30 de junio de 2011 mediante Resolución CREG 147 de 2010, el cual se realiza a través los programas de Recolección y Eliminación del Parque Universal, REPU y el Programa de Introducción de Cilindros Marcados, ICMA, los cuales se resumen a continuación:

TABLA 12. RESUMEN DEL PROGRAMA DE RECOLECCIÓN Y ELIMINACIÓN DEL PARQUE UNIVERSAL, REPU

Acción	2008	2009	2010	2011	Acumulado
Recolectados	0	870.707	1.630.002	1.186.688	3.687.397
Clasificados	0	376.253	832.983	588.865	1.798.101
Destruídos	0	670.322	1.145.994	890.909	2.707.225

Fuente: Comité Fiduciario

TABLA 13. AVANCE ACUMULADO DEL PROGRAMA DE INTRODUCCIÓN DE CILINDROS MARCADOS, ICMA

Acción	2008	2009	2010	2011	Total Esquema
Entregados nuevos	48.949	763.485	1.703.453	1.181.910	3.697.797
Entregados adecuados	0	140.482	356.746	291.829	789.057
Total entregados	48.949	903.967	2.060.199	1.473.739	4.486.854

Fuente: Comité Fiduciario

Estos valores de recolección corresponden a las metas fijadas mediante resoluciones CERG 078, 091, 101 de 2008 y 004 de 2011.

Igualmente, dentro del periodo de transición establecido en la Resolución CREG 045 de 2008 se realizó el diagnóstico de la totalidad de los tanques estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de GLP y reportados en el Sistema Único de Información de la SSPD en cumplimiento de la regulación expedida para dicho periodo de transición.

A continuación se incluye un resumen del estado de avance de este programa:

TABLA 14. SEGUNDA ETAPA: REPOSICIÓN DE TANQUES

Detalle	Número de tanques
Total tanques en el programa	1.240
Con programa indicativo	1.005
Tanques destruidos	280
Tanques repuestos (entregados)	315

Fuente: CREG.

12. ASPECTOS

regulatorios del Gas Licuado de Petróleo, GLP, 2010 - 2011

12.1 Fórmulas tarifarias

Durante el 2010 la CREG expidió las siguientes resoluciones regulando el tema:

TABLA 15. RESOLUCIONES REGULATORIAS DE GLP EXPEDIDAS POR LA CREG EN 2010

Res. Número	Fecha	Epígrafe
004	1 de Febrero de 2010	Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Distribuidores y a los Comercializadores Minoristas establecer los costos de prestación del servicio de GLP a usuarios regulados, en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
016	16 de Febrero de 2010	Por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema de transporte de GLP de Ecopetrol S.A.
021	16 de Febrero de 2010	Por la cual se establece una opción tarifaria para definir los cargos máximos de prestación del servicio de transporte de GLP por ductos.

Fuente: Dirección de gas, MME. Información tomada de la CREG.

12.2 Reglamento de comercialización mayorista

El Reglamento de Comercialización Mayorista se adoptó mediante la Resolución CREG 053 de 2011.

TABLA 16. RESOLUCIONES CREG, REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN GLP

Res. Número	Fecha	Epígrafe
020	16 de Febrero de 2010	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG por la cual se establece el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo.
134	17 de Septiembre de 2010	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG por la cual se establece el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo.

Fuente: Dirección de gas, MME. Información tomada de la CREG.

12.3 Cargos de transporte a San Andrés Islas

Los Cargos de Transporte a San Andrés Islas fueron aprobados mediante la Resolución 049 de 2011.

12.4 Integración vertical

En el tema de las reglas de integración vertical y horizontal, se contrató una consultoría cuyos objetivos específicos son la caracterización de manera detallada la demanda actual del servicio, los usos potenciales desarrollados y la potencialidad real de fuentes alternativas de suministro de este combustible, delimitar el mercado relevante correspondiente a cada una de las actividades de la cadena de prestación del servicio con características competitivas y estimar la participación de mercado de cada uno de los agentes presentes

en la cadena, lo mismo que evaluar, para diferentes niveles de participación en el mercado y de integración entre las diferentes actividades, los efectos sobre el desarrollo de la competencia y la posibilidad de configurar y ejercer posición dominante.

12.5 Calidad del servicio de distribución y comercialización minorista

En 2010 se expidió una primera resolución CREG 157 del 10 de Noviembre de 2010 de consulta, por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG por la cual se adoptan los Indicadores de Calidad del Servicio Público Domiciliario de Gas Licuado de Petróleo, GLP, a partir de la cual se espera expedir una resolución definitiva en el año 2011.

Finalmente, fue necesario trabajar temas adicionales no previstos inicialmente entre los objetivos para el año 2010, y que reflejan bien la naturaleza dinámica de la regulación,

que requiere siempre adaptarse a nuevas circunstancias que surgen en el funcionamiento de los mercados regulados:

TABLA 17. RESOLUCIONES ADICIONALES EXPEDIDAS POR LA CREG 2010

Res. Número	Fecha	Epígrafe
059	13 de abril de 2010	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG por la cual se modifica la Resolución CREG 023 de 2008.
123	3 de agosto de 2010	Por la cual se modifica el Régimen de Libertad Vigilada para las nuevas fuentes de suministro de GLP comercializadas por Ecopetrol y se dictan otras disposiciones.
017	16 de febrero de 2010	Por la cual se modifican los artículos 34 literal c), 35 y 38 de la Resolución CREG 045 de 2008.
052	13 de abril de 2010	Por la cual se corrige un error en la Resolución CREG 046 de 2010.

Fuente: Dirección de gas, MME. Información tomada de la CREG.

TABLA 18. PRINCIPALES ACTIVIDADES REGULATORIAS PENDENTES

	Epígrafe
Seguimiento a la Fase Final de Retiro de Cilindros Universales	Aunque la regulación de la Fase Final fue expedida en octubre de 2010, la importancia de este tema, destacada arriba, requiere un seguimiento y atención permanente hasta completar el replazo del parque universal. De otro lado, la Resolución CREG 147 de 2010 prevé la posibilidad de cerrar municipios para la distribución en cilindros universales en la medida que la Comisión evidencie un avance suficiente en la introducción de cilindros marcados. Además, deberá hacerse seguimiento al programa de tanques.
Código de Medida	Si bien en los diferentes reglamentos de desarrollo de las actividades de la cadena de prestación del servicio de GLP se han establecido las obligaciones de los agentes respecto de la medición y entrega del producto, es necesario expedir un Código de Medida en el cual se especifiquen las obligaciones respecto de las instalaciones y activos asociados y respecto de las relaciones y posibilidad de acción de los diferentes agentes ante estos aspectos. Desde enero de 2011 la unidad de medida única para realizar todas las transacciones comerciales de la cadena es la masa, situación que facilita en forma significativa la transparencia del proceso de medición para las relaciones comerciales entre todos los agentes de la cadena.
Protección al usuario	Es necesario expedir normas de protección al usuario, específicas para el servicio de GLP, como las referentes a la relación agente-usuario en el servicio de GLP por tanques estacionarios. Estas normas complementarán las normas generales de protección ya vigentes y contribuirían a reforzar el esquema de libertad vigilada de precios adoptado para las actividades de distribución y comercialización minorista.
Calidad del servicio de distribución y comercialización	Con base en los comentarios a la Resolución CREG 157 de 2010 será necesario hacer los ajustes que correspondan, expedir la Resolución definitiva y diseñar y poner en funcionamiento los mecanismos de información y reportes que se requieran.
Reglas de Integración y de Participación del mercado	Como estaba previsto, en el año 2010 se contrató el estudio para iniciar el análisis del tema (Ver 1.6). Con los resultados del estudio será necesario determinar la necesidad de expedir regulación específica para limitar ó reglamentar límites a la integración horizontal o vertical de las actividades de la cadena del servicio de GLP.
Bases conceptuales Metodología de Remuneración del producto (G)	La metodología de remuneración del producto (G) se estableció en la Resolución CREG 066 de 2007, por lo que será necesario revisar las bases conceptuales y divulgar lo que se determine en el 2011 a fin de expedir una nueva metodología en 2012.
Reglamento de Transporte de GLP por ductos	Uno de los objetivos de este reglamento es tener un conjunto de normas sobre compensaciones por incumplimiento armonizadas con las del Reglamento de Comercialización Mayorista
Ajustes al Reglamento de Distribución y Comercialización.	Será necesario hacer el seguimiento a la consulta efectuada mediante la Resolución CREG 059 de 2010 sobre este tema, y determinar la necesidad de expedir algunas reglas solicitadas para regiones específicas (p.e. Amazonas).

Fuente: Dirección de gas, MME. Información tomada de la CREG.

ADMINISTRATIVO



1. EJECUCIÓN presupuestal

**TABLA 1. UNIDAD GESTIÓN GENERAL EJECUCIÓN PRESUPUESTO DE GASTOS
A diciembre 31 de 2010**

Concepto	Presupuesto actual	Aplazamiento decreto	Presupuesto disponible	Ejecución a día 31 / 2010	Saldo por ejecutar Sobre Presupuesto disponible	% Ejecución sobre Presupuesto	% Ejecución sobre Presupuesto disponible
Gastos de Personal	\$ 12.418,2		\$ 12.418,2	\$ 11.975,5	\$ 442,7	96,4%	96,4%
Gastos generales	\$ 3.039,9		\$ 3.039,9	\$ 3.000,3	\$ 39,6	98,7%	98,7%
Transferencias	\$ 27.123,2	\$ 923,5	\$ 26.199,7	\$ 21.936,9	\$ 4.262,8	80,9%	83,7%
Total Funcionamiento	\$ 42.581,3	\$ 923,5	\$ 41.657,8	\$ 36.912,7	\$ 4.745,1	86,7%	88,6%
Inversión Subsidios	\$ 501.205,1		\$ 501.205,1	\$ 501.205,0	\$ 0,1	100,0%	100,0%
Inversión fondos	\$ 485.828,2	\$ 444,5	\$ 485.383,7	\$ 484.987,3	\$ 396,4	99,8%	99,9%
Inversión otros proyectos	\$ 33.318,8	\$ 16.028,0	\$ 17.290,8	\$ 16.762,3	\$ 528,5	50,3%	96,9%
Total inversión	\$ 1.020.352,1	\$ 16.472,5	\$ 1.003.876	\$ 1.002.954,6	\$ 925,0	98,3%	99,9%
Totales	\$ 1.062.933,4	\$ 17.396,0	\$ 1.045.537,4	\$ 1.039.867,3	\$ 5.670,1	97,8%	99,5%

La ejecución de 'gastos de personal' durante la vigencia 2010 fue de \$11.975,5 millones equivalente al 96,4%, lo cual incluye el reajuste salarial de la nómina de la entidad, otorgado por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 1374 de abril 26 de 2010. Igualmente esta ejecución incluye la contratación de servicios profesionales y técnicos, requeridos para el normal funcionamiento de la entidad por valor de \$1.808.4 millones.

La ejecución en 'gastos generales', en el mismo período es de \$3.000,3 millones, equivalente al 98,7% del presupuesto asignado, ejecución que permitió satisfacer las necesidades de la entidad y un adecuado manejo de recursos dentro de los parámetros de austeridad vigentes. A través del presupuesto asignado a 'transferencias corrientes', se distribuyeron entre los municipios productores de oro, plata y platino, los recaudos percibidos por concepto de impuesto de estos metales preciosos, por valor de \$7.492,1 millones, correspondientes a la vigencia 2010 y \$663 millones correspondiente al mes de diciembre de 2009. Se efectuaron pagos por concepto de mesadas a los pensionados del INEA por valor de \$764 millones; pagos aportes previsión pensiones vejez jubilados Minercol y Carbocol por valor de \$181,4 millones; pagos a Caprecom por concepto de comisión por administración de las pensiones de Minercol por valor de \$24,7 millones; se pagó la contribución que le corresponde aportar

a Colombia en su calidad de país miembro de la OIEA por valor de \$123,6 millones; se pagó la cuota de auditaje a la Contraloría General de la República, correspondiente a la vigencia 2010 por valor de \$11.594,7 millones y por último se pagaron las sentencias falladas en contra la entidad por valor de \$1.093,4 millones.

La ejecución del presupuesto de inversión al cierre de la vigencia 2010, llegó a \$1.002.954,7 millones, equivalente al 98,3%, del presupuesto asignado por valor de \$1.020.352,1 millones. Sin embargo, si se tiene en cuenta que al cierre de la vigencia 2010 el Gobierno Nacional mantuvo un aplazamiento en diferentes proyectos de inversión por valor de \$16.472,5 millones, el índice de ejecución se eleva hasta un 99,9% respecto al presupuesto disponible que era de \$1.003.879,6 millones. Igualmente es necesario destacar que el Ministerio de Minas y Energía cedió espacio presupuestal por valor de \$1.321,2 millones para contribuir con el Gobierno Nacional en la solución de la crisis generada por la ola invernal.

La ejecución se llevó a cabo de la siguiente manera: En el sector eléctrico, se entregaron recursos destinados a subsidiar el consumo de energía de los estratos más pobres de la población del sistema interconectado nacional, por valor de \$374.205,1 millones y al IPSE con el mismo fin se

entregaron \$62.300 millones destinados a subsidiar zonas no interconectadas, para un total de subsidios girados por \$436.505,1 millones. Se subsidiaron a través del Fondo de Solidaridad las empresas deficitarias del sector, con recursos por valor de \$140.000 millones.

A las áreas subnormales del Sistema Interconectado Nacional se entregaron recursos por \$120.289 millones, canalizados a través del proyecto Fondo de Energía Social, FOES. Se comprometieron recursos para apoyo financiero a la energización de las zonas rurales interconectadas por valor de \$21.082,4 millones percibidos a través del fondo, FAER.

Se entregaron recursos para el apoyo financiero a zonas no interconectadas, entre ellos se suscribieron los contratos de concesión para la prestación del servicio público de energía eléctrica en San Andrés, Providencia, Santa Catalina y el departamento de Amazonas, por \$123.326 millones percibidos a través del fondo FAZNI. Igualmente se comprometieron recursos para apoyo financiero al Programa de Normalización de Redes Eléctricas por \$52.686,3 millones recaudados a través del PRONE. Para la asesoría, auditoría técnica y seguimiento a la aplicación de normatividad de los fondos de solidaridad eléctrico y de gas se comprometieron recursos por \$66,6 millones.

En el sector gas se subsidiaron a través del Fondo de Solidaridad, las empresas deficitarias del sector con recursos por valor de \$8.000 millones. Se comprometieron recursos para asesoría técnica para el seguimiento a los contratos de concesión de áreas de servicio exclusivo de gas natural por red, a los contratos de estabilidad jurídica y a los convenios cofinanciados con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento, por valor de \$831,8 millones en la vigencia 2010, \$1.096,5 millones en la vigencia 2011, \$1.129,4 millones en la vigencia 2012, \$1.163,3 millones en la vigencia 2013 y \$699 en la vigencia 2014.

Finalmente, se comprometieron recursos percibidos a través del Fondo Especial Cuota de Fomento para desarrollar proyectos de masificación de gas natural por red, construcción de conexiones a usuarios de menores ingresos y subsidios para gasificación de viviendas estratos 1 y 2, en diferentes regiones del país, por valor de \$19.603,6 millones en la vigencia 2010, \$18.241,4 millones en la vigencia 2011, \$7.844,3 millones en la vigencia 2012, \$8.697,5 millones en la vigencia 2013 y \$8.688,3 millones en la vigencia 2014.

En el sector hidrocarburos se entregaron recursos a los transportadores mayoristas y minoristas, por el transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo, entre Yumbo y la ciudad de Pasto, por valor de \$19.894,5 millones correspondientes a la vigencia 2010 y \$5.105,4 millones correspondientes a la vigencia 2009. Se comprometieron recursos por \$3.229 millones destinados a la formulación de la planeación y política petrolera a nivel nacional y \$200 millones para la asesoría para el análisis y formulación del

desarrollo del subsector de hidrocarburos nacional.

En el sector de minas se comprometieron recursos destinados al mejoramiento de la productividad y competitividad minera nacional por valor de \$2.287,5 millones. Con destino al mejoramiento de la infraestructura informática y física para la gestión minera en el territorio nacional \$3.127,1 millones. Para la asistencia y apoyo a implementación técnica de áreas de reserva especial en el territorio nacional se comprometieron \$97,2 millones. Para asistencia técnica y social en la declaratoria de zonas mineras para las comunidades negras e indígenas del territorio nacional \$147,2 millones. Para adelantar el censo minero nacional, \$1.049,9 millones; para la divulgación y visibilización de las bondades económicas y sociales de la actividad minera nacional e internacional, \$331,9 millones, y finalmente para capacitación, sensibilización y formación de funcionarios de las autoridades mineras y ambientales nacionales \$148,6 millones.

En el Ministerio de Minas y Energía, para mejorar su infraestructura física se comprometieron \$540 millones, para la construcción de su archivo central \$1.625,8 millones; para diseñar e implementar herramientas de participación ciudadana \$961,7 millones y para la actualización de su infraestructura informática y de comunicaciones \$1.118 millones.

En el Viceministerio, se ejecutaron recursos con FONADE por \$1.000 millones, para diseño y ejecución de la estrategia para la gestión nacional e internacional de la agenda ambiental del sector minero-energético colombiano.

1.2 Servicios Administrativos

1.2.1 Programa de Gestión de Activos

1.2.1.1 Contratos de comodato

Dando cumplimiento al Programa de Gestión de Activos, se continuó con la ejecución de los contratos de comodato que le permitieron a la entidad efectuar ahorros por \$686.677.973 por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios públicos, seguros e impuestos.

1.2.1.2 Contratos de arrendamiento

Igualmente, se lograron ahorros por cerca de \$147.285.444 por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios públicos, seguros e impuestos y vigilancia de los inmuebles dados en arrendamiento, ubicados en las ciudades de Bogotá, (arrendamiento FIDIC) y Pasto (arrendamiento CEDENAR).

1.2.2 Programa de reducción y/o eliminación de gastos

Dando cumplimiento al programa de ahorro de gastos administrativos y operativos, el Ministerio realizó cambio y/o ajuste a los planes tarifarios de líneas telefónicas fijas y móviles, suscribió convenios de descuento de larga distancia y retiró en forma definitiva 22 líneas telefónicas fijas, obteniendo ahorros por cerca de \$44.314.879.

1.2.3 Mejoramiento de la Infraestructura física

A través del proyecto de inversión “Mejoramiento de la Infraestructura física del MME Bogotá, Av. El Dorado CAN”, el Grupo de Servicios Administrativos realizó inversiones por valor total de \$515,9 millones.

2. PARTICIPACIÓN ciudadana

El Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 “Prosperidad para Todos”; el documento Visión Colombia Segundo Centenario 2019; la Política Nacional de Servicio al Ciudadano establecida mediante documento CONPES 3649 de 2010; el Sistema Nacional de Servicio al Ciudadano creado por el Decreto 2623 de 2009; las directrices de Gobierno en Línea, Transparencia y la Ley Antitrámites, entre otros lineamientos, promueven el desarrollo de acciones que las entidades debemos acoger para incrementar la confianza de los ciudadanos en la administración, mejorar la eficiencia y celeridad en materia de trámites, la atención de quejas, el acceso a la información y los servicios a la ciudadanía.

Nuestra entidad, acogiendo las disposiciones y directrices enfocadas a fortalecer la participación y el servicio a los ciudadanos, ha venido desarrollando a nivel regional diversas actividades de acercamiento e interacción, permitiendo que los ciudadanos formen parte de la “locomotora minero energética” que mueve al país. Dentro de estas actividades cabe resaltar las siguientes:

2.1 Formación ciudadana para la participación

- Espacios de formación sobre eficiencia energética, desarrollados entre junio de 2010 y mayo de 2011 en las ciudades de Bogotá, Arauca, Manizales, Montería, Quibdó, San Andrés, Florencia, Cartagena, Bucara-

manga, Puerto Carreño y Armenia.

- Seminario sobre divulgación de reglamentos para los sectores de minas, hidrocarburos y energía, en el marco de la semana de capacitación para auditores de la Contraloría de Cundinamarca.
- Foro sobre buenas prácticas en el manejo del biodiesel.
- Sensibilización de las comunidades del sur y norte de la ciudad sobre el riesgo eléctrico inherente a las redes de alta, media y baja tensión que se encuentran en sus respectivas zonas.
- Formación a jóvenes sobre eficiencia energética, con el apoyo de la Universidad de La Salle.
- Convenio SENA-Ministerio de Minas y Energía: un aporte a la construcción de una cultura para el manejo sostenible de los recursos energéticos en la formación técnica y tecnológica.

2.2 Audiencia pública de rendición de cuentas

El 8 de julio del 2010 se realizó la Audiencia Pública de Rendición de Cuentas del Sector Minero Energético 2009-2010 en el Auditorio Mauricio Dieres Monplaisir de la Biblioteca Germán Arciniegas, en la ciudad de Villavicencio. De acuerdo con los resultados de la encuesta realizada, los participantes indicaron una satisfacción de 4.9 frente a los temas expuestos y los mecanismos establecidos para su participación.



2.3. Acuerdo para la prosperidad del sector minero

Dentro del marco de las estrategias contenidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relacionadas con la participación ciudadana como garante para la cohesión social y el diálogo

go efectivo entre el Gobierno y la comunidad, se realizó el 30 de abril del 2011 en la ciudad de Chiquinquirá, Boyacá el “Acuerdo para la Prosperidad” del sector minero, presidido por el señor Presidente de la República, doctor Juan Manuel Santos Calderón. El evento fue adelantado con el desarrollo previo de las siguientes temáticas en las mesas de trabajo: contratación minera, fiscalización minera, fomento y financiamiento minero, infraestructura y licenciamiento y ambiente.



3. SISTEMAS de gestión

3.1 Sistema de Desarrollo Administrativo

El Ministerio de Minas y Energía, así como las entidades adscritas y vinculadas estuvieron presentes en el ‘Encuentro de Empresas y Entidades del Sector Minas y Energía’, celebrado el pasado 16 de noviembre de 2010, en el Hotel Casa Dann Carlton.

El evento sirvió como marco para presentar los avances del Plan Sectorial de Desarrollo Administrativo, dando cumplimiento a la ley 489 de 1998, el Decreto 3622 de 2005 y la Resolución 180638 de 2006, resaltando las cinco políticas que conforman el plan, así como presentar los principales logros y retos de la gestión de entidades adscritas y vinculadas y las electrificadoras.

El ministro de Minas y Energía, Dr. Carlos Rodado Noriega, resaltó que uno de los desafíos del Ministerio es la minería y, en particular, una reforma institucional con el objetivo de aumentar la productividad y eliminar las barreras actuales para el desarrollo del sector. También explicó las razones de la transformación de Ingeominas y la necesidad de contar

con un censo minero confiable y una fiscalización adecuada, tanto para el control de los minerales producidos, como para que se cumplan las condiciones de seguridad establecidas en esta actividad y disminuir el índice de fatalidad. En ese sentido, planteó la creación de la Agencia Nacional de Minerales, la cual permitirá disminuir los tiempos de respuesta en el proceso de contratación minera, aumentar la cobertura de los títulos mineros fiscalizados, avanzar en la cobertura del conocimiento geológico y mejorar el recaudo de regalías.

Cabe mencionar que el sector cuenta con cuatro empresas con un alto grado de madurez: Ecopetrol, ISA, Isagen y la ANH, las cuales manejan estándares de operación y administración internacionales, lo que representa un gran aporte para las demás entidades del sector a las que les pueden aportar sus experiencias en cuanto a la reestructuración que se viene adelantando.

El viceministro de Minas y Energía, Dr. Tomas González Estrada, resaltó la importancia del sector como la locomotora del país y se refirió a cuatro líneas, categorizadas así: regalías, gas, minas y el eje estratégico de la política exterior.

Adicionalmente, se dio espacio a un intercambio de conocimientos y experiencias con las entidades y se comunicaron los objetivos, avances y retos de la actual administración frente al tema minero energético y las prioridades del sector.

3.2 Sistema de gestión de la calidad - mejoramiento continuo

El Ministerio de Minas y Energía fue auditado por la empresa certificadora Bureau Veritas en el mes de mayo de 2010, para revisar el Sistema de Gestión de la Calidad, evidenciando la conformidad con las normas ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2009, con dos no conformidades menores, lo que se traduce en un sistema apropiado, que se mantiene y se mejora continuamente.

Desde el mes de septiembre de 2010 se venía trabajando con los líderes de proceso en la actualización del mapa de procesos, el cual se ajustó teniendo en cuenta los cuatro (4) tipos de procesos establecidos en la NTCGP 1000:2009 a saber: estratégicos, misionales, de apoyo y evaluación.

El nuevo mapa de procesos en el cual se eliminaron los subprocesos, hace más visible la gestión del Ministerio y los sectores que lo componen. Este fue aprobado en el Comité de Coordinación del Sistema Integrado de Gestión, el cual se realizó el 18 de abril de 2011.

Los auditores internos de calidad del Ministerio realizaron las auditorías internas del 3 al 13 de mayo de 2011, con el fin de evaluar y verificar el cumplimiento de las normas anteriormente mencionadas.

3.3 Modelo Estándar de Control Interno, MECI

De acuerdo con la herramienta de apoyo para la calificación del nivel de cumplimiento de la implementación del MECI, diseñada por la Contraloría General de la República con base en la Encuesta Referencial del Departamento Administrativo de la Función Pública, DAFP, el proceso de implementación del MECI en el Ministerio de Minas y Energía arrojó como resultado un avance del 96,03%, a diciembre de 2010.

3.4 Plan Estratégico Sectorial

El Ministerio de Minas y Energía, sus empresas adscritas, ISA, ISAGEN y Ecopetrol, dando cumplimiento a la Directiva Presidencial N.9 de 2010, elaboraron el Plan Estratégico Sector Minas y Energía, para lo cual se realizó un trabajo organizado mediante el cual se identificaron prioridades del sector, con información técnica de respaldo. En este plan se identifican los principales objetivos, los cuales son:

1. Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y energía eléctrica.
2. Crear una institucionalidad y mecanismos que garanticen una minería responsable y competitiva.
3. Ampliar el acceso de la población más vulnerable al servicio de energía eléctrica y gas.
4. Impulsar la integración energética regional.

También se definieron las principales estrategias y metas para los próximos cuatro años de gobierno, entre las que se destaca la suscripción de 205 nuevos contratos de exploración y explotación petrolera, la perforación de 570 nuevos pozos exploratorios, disminución en el índice de fatalidad minera, la creación de la Agencia Nacional de Minerales que ya se mencionó, aumentar la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, aumentar el tiempo promedio diario de prestación del servicio de energía eléctrica en todas las cabeceras municipales de las zonas no interconectadas del país y conectar a 300.000 nuevos usuarios al servicio de gas natural en todo el país.

3.5 Gestión documental

En el cumplimiento de la Ley General de Archivos y con el fin de salvaguardar la memoria institucional, el Ministerio de Minas y Energía ha tenido dos logros significativos:

1. Garantizar los espacios y las instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento del archivo central.

2. Organización, preservación, control y mejora de los servicios archivísticos en el archivo central.

4. DESARROLLO del talento humano

Para dar continuidad a la planeación estratégica y desarrollo de la Gestión Integral del Talento Humano iniciada en el año 2009, en el año 2011 se actualizaron los perfiles óptimos incorporando las competencias de cada uno de los empleos, se realizó una nueva evaluación de clima organizacional, se realizó una nueva medición de competencias 360°, se formuló un Plan Integral de Transformación Cultural del Ministerio y se implementó la inducción y reinducción del equipo de colaboradores del Ministerio a través de una plataforma E-learning.

Paralelo al desarrollo de estos estudios, se rediseño la estructura interna del proceso de Gestión Integral del Talento Humano, se realizó la alineación de los subprocesos y la definición de indicadores que permiten la medición de la gestión y los resultados del proceso; se desarrolló e implementó una nueva herramienta integral para el manejo de todos los procesos de Talento Humano, denominada Sistema de Administración de Gestión Humana, SARA, la cual facilita la consulta y agiliza los trámites y actividades que el Grupo de Talento Humano desarrolla.

5. GESTIÓN de tecnologías de información y comunicaciones grupo de sistemas

En el marco del proyecto “Actualización de la Infraestructura Informática y de Comunicaciones del Ministerio de Minas y Energía”, el Grupo de Sistemas desarrolló el siguiente portafolio de proyectos durante el período comprendido entre julio de 2010 y julio de 2011:

5.1 Modernización de la infraestructura de Tecnologías de la Información, TIC

Adquisición de infraestructura de hardware tales como servidores, computadores de escritorio, portátiles, y elementos de comunicaciones con el fin de brindar a los usuarios herramientas de tecnología de punta que coadyuven al cumplimiento de la misión de la entidad.

En la infraestructura de software se realizó la actualización de sistemas operativos, herramientas de backup, y la adquisición software de virtualización y de ofimática.

5.2 Implementación de servicios de información

Para mejorar la ejecución y cumplimiento de los procesos estratégicos y misionales del Ministerio, el Grupo de Sistemas gestionó la implementación de sistemas tales como:

- **Correo electrónico corporativo Lotus Domino:** una herramienta de alto desempeño y de trabajo colaborativo a nivel corporativo, donde se integran los servicios de envío y recepción de correos, y las funcionalidades de agenda, tareas y flujos de trabajo que interactúan en ambiente web, y en dispositivos móviles.
- **Sistema de Acuerdos para la Prosperidad:** herramienta con la cual se hace el seguimiento a los compromisos adquiridos por el Ministerio con la comunidad, durante la realización de los Acuerdos para la Prosperidad liderados por la Presidencia de la República.
- **Programa Gobierno en Línea:** el Ministerio de Minas y Energía trabajó con la UPME, Ingeominas, Ecopetrol, FEN, ANH, IPSE y la CREG, en el cumplimiento a las directrices dadas por el programa Gobierno en Línea, y a diciembre 30 de 2010, el sector ocupó el 5º lugar a nivel Nacional entre los diferentes sectores vinculados al programa.
- **Sistema de inspecciones de instalaciones eléctricas:** de esta manera se verifica que los certificados de cumplimiento sean válidos, acorde con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Retie.
- **Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo – SICOM:** se realizó la contratación para la operación y administración del sistema, el cual proporciona información confiable y actualizada del mercado de combustibles en el país, facilita el control, la competencia en el mercado y el proceso de transacciones entre los diferentes agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos y biocombustibles en el país.
- **Sistema de liquidación de regalías de hidrocarburos:** el sistema permite calcular mensual y trimestralmente el valor en pesos de las regalías que corresponde distri-

buir a cada municipio con base en el precio del crudo del trimestre anterior, para ser distribuido por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

- **Sistema de liquidación del impuesto del transporte de hidrocarburos:** el sistema permite calcular trimestralmente el valor del impuesto del transporte a partir de del volumen transportado, por una tarifa incrementada anualmente en el IPC por un porcentaje, según la ubicación (oriente/occidente). El valor del impuesto es el que se paga por parte de las empresas transportadoras para ser distribuido a los municipios por donde pasa el ducto y al Fondo Nacional de Regalías por parte de la ANH.
- **Sistema de Información Minero, SI Minero:** con esta herramienta se podrán realizar por Internet los trámites de la institucionalidad minera colombiana.
- **Sistema de información de procesos judiciales:** el sistema se adquirió mediante convenio de cooperación interinstitucional con la Alcaldía Mayor de Bogotá. Este permite registrar los procesos abiertos en contra del Ministerio y calcula la provisión presupuestal, en caso de ser necesario el pago.
- **Sistema de talento humano SARA:** cubre los requerimientos de administración de personal, liquidación de nómina y prestaciones sociales, seguridad social, evaluación de desempeño, historia laboral, salud ocupacional y viáticos. Maneja por separado las bases de la planta de personal activo, pensionados y contratistas.
- **Sistema de Comisiones y Viáticos:** este aplicativo permite gestionar las órdenes de comisiones y viáticos del Ministerio.

6. RECUPERACIÓN de cartera

Durante el período abril de 2010 - marzo de 2011, el Grupo de Jurisdicción Coactiva logró, como recuperación de cartera, la suma de \$12.522.550.277.

CONTROL **Interno**



1. OBJETIVO

Consolidar la gestión realizada por la Oficina de Control Interno, respecto del grado de implementación, desarrollo y mejoramiento de los elementos que integran el Sistema de Control Interno del Ministerio de Minas y Energía, con base en las asesorías, alertas, evaluaciones y seguimientos realizados a las áreas organizacionales.

2. ALCANCE

La consolidación tuvo en cuenta los resultados de las asesorías, evaluaciones y seguimientos efectuados por la Oficina de Control Interno, entre abril de 2010 y mayo de 2011.

3. CLIENTES

Los clientes de la evaluación son el Congreso de la República y el Ministro de Minas y Energía, Carlos Rodado Noriega.

4. EQUIPO de trabajo

El equipo de trabajo estuvo conformado por Ingrid Cecilia Espinosa Sánchez, Jefe Oficina de Control Interno, quien supervisó la evaluación y Yaneth Rodríguez Bustos, como auditora interna, quien consolidó la información.

5. CRITERIOS de evaluación

- Artículo 208 de la Constitución Política de Colombia.
- Ley 87 de 1993, por la cual se establecen normas para el ejercicio del control interno en las entidades y organismos del Estado y se dictan otras disposiciones.

6. METODOLOGÍA

La metodología aplicada para la consolidación del Informe de Gestión consistió en registrar los resúmenes ejecutivos de las asesorías, evaluaciones y seguimientos efectuados por la Oficina de Control Interno en el período señalado.

7. DESARROLLO

Informe de gestión para el Congreso de la República sobre el Sistema de Control Interno del Ministerio de Minas y Energía, vigencia 2010-2011

En cumplimiento del Plan Anual de Auditoría Interna de Gestión Independiente, la concertación de objetivos, las funciones establecidas en las leyes 87 de 1993 y 909 de 2004, y sus decretos reglamentarios, entre abril de 2010 y mayo de 2011 la Oficina de Control Interno asesoró y realizó evaluaciones a los procesos de las áreas organizacionales, formulando las correspondiente observaciones y oportunidades de mejoramiento.

7.1 Asesorías

La oficina asesoró al Ministerio en los siguientes temas: comisiones de servicios, revisión de la batería de indicadores,

plan operativo, liquidación de las horas extras, proceso de contratación, suministro de pasajes aéreos a funcionarios públicos, manejo de la caja menor, formulación de los planes operativos y revisión al procedimientos de contratación entre otros.

Divulgó a las áreas organizacionales la normatividad vigente sobre temas de control interno, entre los cuales se destacan: Verificación de las condiciones de los proponentes, acción de nulidad - disposiciones del Decreto 2474 de 2008, viáticos y gastos de viaje, reporte al sistema único de información de personal, reservas presupuestales, herramienta de participación, baja de elementos, programas de inducción y reinducción al servicio público, modificación del catálogo general de cuentas, reconocimiento y revelación de activos, actualización hojas de vida (SIGEP), extracto único de publicación de los contratos celebrados, rendición electrónica de la cuenta e informes, y cumplimiento de la publicación en el portal único de contratación entre otros.

A través del boletín de Notiminas, la página Web y circulares, se divulgaron durante la vigencia de 2010 y 2011 notas de interés sobre temas de control interno y los resultados de las evaluaciones y seguimientos, contribuyendo de esta manera al fortalecimiento de la cultura de autocontrol en el Ministerio de Minas y Energía.

Se coordinó la comisión de las auditorías realizadas por la Contraloría General de la República de las vigencias 2010 y 2011, como instancia facilitadora de información designada por el Ministro. En ese sentido, se atendieron en promedio 60 solicitudes por año, se adelantaron entrevistas y mesas de trabajo con las áreas organizacionales y la comisión.

Se formuló el Plan de Mejoramiento con la Contraloría¹ : Con base en el Informe de Auditoría Gubernamental con

Enfoque Integral Modalidad Regular, de la Contraloría General de la República, vigencia 2009, se consolidó la formulación del Plan de Mejoramiento, de conformidad con la información suministrada por las áreas organizacionales involucradas. Una vez analizados los 78 hallazgos, se formularon 143 actividades sobre las cuales se pactaron acciones de mejoramiento, el cual fue remitido a la Contraloría General de la República para los fines pertinentes.

Asimismo, se realizó seguimiento permanente al estado de los compromisos adquiridos en el plan de mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República. Se evidenció un avance significativo en cada una de las actividades suscritas. En el seguimiento realizado al 24 de mayo de 2011, el Plan se encontró ejecutado en un 44,8%, es decir, que de las 143 actividades se han cumplido 64, como se muestra en el siguiente cuadro:

Estado de las actividades	Nivel de riesgo	Actividades	%
Cumplida	Bajo	64	44,8%
Cumplida Parcialmente	Mediano	4	2,8%
Pendiente	Alto	1	0,7%
Realización Posterior	Ninguno	74	51,7%
Total		143	100%

7.2 Consolidaciones

En cumplimiento con lo establecido en la Ley 87 de 1993, el Decreto 1737 de 1998, la Directiva Presidencial 10 de 2002 y Circular 02 de 2004 del Alto Consejero Presidencial y Director del Departamento Administrativo de la Función Pública,

GASTO DEL SECTOR Y POR ENTIDADES % DENTRO DEL SECTOR

IV Trimestre 2010 vs. IV Trimestre 2009						
ENTIDAD	IV Trimestre				Variación del Gasto	
	2009		2010		Absoluta	Relativa
	Gasto de Funcionamiento	% Dentro del Sector	Gasto de Funcionamiento	% Dentro del Sector		
Ingeominas	9.116.314.542	34,60%	7.849.098.892	34,30%	-1.267.215.651	-13,90%
IPSE	2.187.844.692	8,30%	2.157.857.822	9,40%	-29.986.870	-1,40%
CREG	2.101.254.676	8,00%	2.499.407.858	10,90%	398.153.183	18,90%
FEN	4.670.521.419	17,70%	2.520.195.184	11,00%	-2.150.326.234	-46,00%
UPME	1.084.198.987	4,10%	1.049.963.355	4,60%	-34.235.632	-3,20%
ANH	2.695.025.204	10,20%	2.468.749.567	10,80%	-226.275.637	-8,40%
Ministerio	4.520.366.616	17,10%	4.313.539.270	18,90%	-206.827.346	-4,60%
Total del Sector	26.375.526.137	100%	22.858.811.950	100%	-3.516.714.187	-13,30%

¹ Enviado a la Contralora Delegada para el Sector Minas y Energía, mediante comunicaciones 2010066643 del 20 de diciembre 2010, 2011003036 del 24 de enero de 2011, 2011011492 del 04 de marzo de 2011 y 2011019532 del 18 de abril de 2011.

se consolidaron los informes trimestrales de austeridad sectorial. Con la consolidación del cuarto trimestre de 2010, se observa que el sector obtuvo una disminución del 13,3%, lo cual refleja la efectividad en la implementación de las políticas de austeridad en la mayoría de las entidades.

Se verificó el cumplimiento de las medidas de austeridad y eficiencia del gasto en el Ministerio de Minas y Energía, descritas en los decretos 26 y 1737 de 1998 y sus modificatorios, realizando seguimientos mensuales, los cuales fueron remitidos a la Contraloría General de la República y a las áreas involucradas en la verificación. Como resultado de esta verificación, se concluyó en términos generales que el

Ministerio da cumplimiento y observa las directrices gubernamentales en materia de austeridad del gasto público, toda vez que el cumplimiento de estas tuvo un nivel de riesgo bajo.

También se hizo seguimiento a las Metas del Gobierno, SIGOB, 2010²: dentro de las 13 metas asignadas al Ministerio de Minas y Energía, todas se encuentran debidamente actualizadas de acuerdo con la periodicidad de reporte establecido. A continuación se observa el porcentaje de avance de cada indicador, frente a la meta propuesta para el cuatrienio 2006 - 2010:

DIRECCIÓN DE GAS

#	Meta	Indicadores	Unidad	Cuatrienio 2006-2010		
				Meta	Avance	% Avance
1	Incremento de vehículos convertidos a Gas Natural Vehicular	Nuevos vehículos convertidos a Gas Natural Vehicular	Vehículos	160.000	184.131	115,08%

DIRECCIÓN DE ENERGÍA

#	Meta	Indicadores	Unidad	Cuatrienio 2006-2010		
				Meta	Avance	% Avance
1	Uso Racional de la Energía	Porcentaje de reducción del consumo de energía eléctrica de las entidades gubernamentales del orden nacional	Porcentaje	10%	12,50%	125%
2	Desarrollo de proyectos de interconexión eléctrica con otros países	Nuevas interconexiones eléctricas internacionales	Interconexiones	1	1	100%
		Capacidad de transmisión a países vecinos en uso	MW	550	250	45,45%
3	Universalización de los servicios de energía eléctrica y gas	Cobertura de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional	Porcentaje	95,1%	95,05%	99,95%
		Nueva capacidad de generación instalada en el Sistema Interconectado Nacional	MW	381	222,64	58,44%
		Nueva capacidad de generación instalada en Zonas No Interconectadas	MW	42	33,64	80,10%
4	Vinculación de capital a distribuidoras	Electrificadoras con vinculación de capital privado	Electrificadoras	8	3	37,5%

² Remitido al Ministro mediante comunicación 2010065822 del 15 de diciembre de 2010, y al Ministro y al Viceministro con memorando 2010065827 del 15 de diciembre de 2010.

DIRECCIÓN DE MINAS

#	Meta	Indicadores	Unidad	Cuatrienio 2006-2010		
				Meta	Avance	% Avance
1	Fortalecer el marco institucional del sector minero	Incremento en el área minera contratada	Porcentaje	50%	154,88%	309,76%
		Producto Interno Bruto minero	Miles de Millones	11.924	7.553,0	63,34%
		Tiempo de respuesta en los procesos de contratación de concesiones	Días	30	514	-222,67%
		Porcentaje de títulos mineros fiscalizados	Porcentaje	100%	93,73%	93,73%
2	Promover un aumento en la productividad de las explotaciones legales	Distritos mineros como proyecto piloto en promoción de aumento de productividad de explotaciones existentes	Distritos Mineros	4	5	125%
		Porcentaje de distritos mineros con estrategias de aumento de productividad definidas	Porcentaje	50%	100%	200%

DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

#	Meta	Indicadores	Unidad	Cuatrienio 2006-2010		
				Meta	Avance	% Avance
1	Disminución del contrabando de combustibles	Barriles diarios promedio disminuidos en contrabando de combustibles	Barriles por día calendario	10.200	13.386	33,63%
2	Impulso a la exploración y explotación de hidrocarburos	Nuevos contratos en exploración y explotación petrolera	Contratos	120	197	164,17%
		Nuevos kilómetros de sísmica equivalente 2 dimensiones incorporados	Kilómetros	32.000	82.779	258,68%
		Nuevos pozos exploratorios perforados (Wildcats A-3)	Pozos	160	340	212,50%
		Producción promedio diaria de crudo	Miles de barriles/día	623	671	107,70%
		Producción promedio diaria de gas	Millones de pies ³ /día	1.000	1.016	101,60%
3	Desmote gradual de los subsidios a los combustibles	Porcentaje de desmote de subsidios a la gasolina	Porcentaje	100%	109,8%	109,80%
		Porcentaje de desmote de subsidios al ACPM	Porcentaje	100%	97,19%	97,19%
4	Programa de Biocombustibles	Número de departamentos donde la gasolina contiene un 10% de alcohol carburante	Departamentos	26	24	92,31%
		Número de departamentos donde el ACPM contiene un 5% de biodiesel	Departamentos	26	26	100,00%

GRUPO DE PLANEACIÓN Y C.T.I.

#	Meta	Indicadores	Unidad	Cuatrienio 2006-2010		
				Meta	Avance	% Avance
1	Estado de Fenecimiento de la Cuenta con la Contraloría - CGR	Porcentaje de entidades del sector con la cuenta fenecida	Porcentaje	100%	100,00%	100,00%
2	Proceso de Certificación de la Calidad	Porcentaje de avance en la implementación del sistema de gestión de calidad en el sector	Porcentaje	100%	95,14%	95,14%
		Porcentaje de entidades del sector certificadas en sistema de gestión de calidad (NTCGP 1000:2004)	Porcentaje	100%	85,7%	85,7%

7.3 Evaluaciones

EVALUACIÓN AL SISTEMA DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO, VIGENCIA 2009: Se realizó la verificación documental a las metas establecidas en el Plan de Desarrollo Administrativo del Ministerio de Minas y Energía, vigencia 2009, determinando el porcentaje de ejecución en las cinco (5) políticas que se desarrollan por medio de dieciséis (16) metas, las cuales presentan en promedio una ejecución del 75,2%.

	Políticas	Ponderación	% Ejecución reportada	% Ejecución verificada	Nivel de riesgo a la ejecución verificada	
1	Desarrollo del talento humano estatal	20%	100%	100%	Bajo	
2	Gestión de la calidad	20%	100%	60%	Alto	
3	Democratización de la administración pública	20%	90%	80%	Mediano	
4	Moralización y transparencia en la administración pública	20%	90%	52,5%	Alto	
5	Rediseños organizacionales	20%	88%	83,6%	Mediano	
	Total promedio	100%	93,6%	75,2%	Mediano	

IMPLEMENTACIÓN MODELO ESTÁNDAR DE CONTROL INTERNO, MECI: Se estableció que el grado de implementación de MECI es del 96,03% con un nivel de riesgo bajo, es decir, en cumplimiento con base en la aplicación del cuestionario y en la metodología de interpretación dada por el DAFP, como se observa a continuación:

Avance implementación MECI	96,03%	Cumplimiento
----------------------------	--------	--------------

Elemento		Avance %	Componente	Avance %	Subsistema	Avance %
1	Acuerdos, compromisos o protocolos éticos	100	1 Ambiente de Control	84,17	1 Control Estratégico	95
2	Desarrollo del talento humano	96,25				
3	Estilo de dirección	56,25				
4	Planes y programas	97,5	2 Direccionamiento Estratégico	97,5		
5	Modelo de operación por procesos	95				
6	Estructura Organizacional	100	3 Administración de riesgos	100		
7	Contexto estratégico	100				
8	Identificación de riesgos	100				
9	Análisis de riesgos	100				
10	Valoración de riesgos	100				
11	Políticas de administración de riesgos	100	4 Actividades de control	100		
12	Políticas de operación	100				
13	Procedimientos	100				
14	Controles	100				
15	Indicadores	100				
16	Manual de procedimientos	100				
17	Información primaria	100	5 Información	100	2 Control de gestión	100
18	Información secundaria	100				
19	Sistemas de información	100				
20	Comunicación organizacional	100	6 Comunicación pública	100		
21	Comunicación informativa	100				
22	Medios de comunicación	100				
23	Autoevaluación de control	100	7 Autoevaluación	100	3 Control de evaluación	91,43
24	Autoevaluación de gestión	100				
25	Evaluación independiente al sistema de control interno	100	8 Evaluación independiente	100		
26	Auditoría interna	100				
27	Plan de mejoramiento Institucional	100	9 Planes de mejoramiento	80,00		
28	Plan de mejoramiento por procesos	100				
29	Plan de mejoramiento individual	40				

Metodología implementación MECI	
90 - 100	Cumplimiento
60 - 89	Incumplimiento medio
0 - 59	Incumplimiento alto

Según los resultados arrojados por el aplicativo MECI, los siguientes elementos son susceptibles de mejoramiento continuo, los cuales obtuvieron una puntuación igual o inferior a 60: [3] Estilo de Dirección, 56,25%; y [29] Plan de Mejoramiento Individual, 40%.

EVALUACIÓN AL CUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS DE AUTOR SOBRE SOFTWARE³

En cumplimiento con las directivas presidenciales, circulares expedidas por el Departamento Administrativo de la Función Pública y el Consejo Asesor del Gobierno Nacional en materia de control interno, y de las directrices de la Dirección Nacional de Derechos de Autor, se realizó evaluación independiente al cumplimiento por parte del Ministerio de las normas.

A partir del 6 de septiembre de 2010, el Ministerio cambió y modernizó su plataforma para el servicio de correo electrónico a Lotus Domino Server 8.5 release 8.5.2, con Clientes Lotus Notes 8.5.2 con capacidad de licenciamiento de hasta 400 buzones, bajo el esquema Clúster, soportando los servicios de mensajería, agendas, contactos, tareas y trabajo colaborativo extendido a los dispositivos móviles, propios de un ambiente corporativo.

La plataforma de seguridad se ha fortalecido en los dos últimos años, mejorando y robusteciendo su infraestructura existente con dispositivos en clúster activo – activo, redundante con balanceo de cargas, actualización de versiones, mejoras en funcionalidades que contrarrestan los ataques y amenazas modernas y redefinición e implementación de las políticas de seguridad aplicadas en el firewall.

Asimismo, se cuenta con el documento “Políticas de seguridad de la Información”, el cual contiene, entre otros, los siguientes aspectos: Política general de seguridad de la información, propiedad de la información, gestión de riesgos, gestión de activos de información y cumplimiento y normatividad legal.

La Oficina de Control Interno considera que el Ministerio de Minas y Energía está dando cumplimiento a las normas en materia de derechos de autor sobre software, de acuerdo con el estado del nivel de riesgo de las variables analizadas, las cuales se muestran a continuación:

Variable analizada		Nivel de riesgo
1	Software de correo electrónico	Bajo
2	Software de antivirus	Bajo
3	Software Desarrollados	Bajo
4	Software licenciados	Bajo
5	Software dado de baja	Bajo
6	Distribución de Equipos de cómputo	Bajo
7	Capacidad de los equipos de cómputo	Bajo
8	Equipos de cómputo para contingencias	Bajo
9	Procedimiento documentado derechos de autor	Bajo
10	Políticas de seguridad informática	Bajo
11	Mecanismos de control establecidos	Bajo
12	Informe registrado en el aplicativo	Bajo

EVALUACIÓN AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE, VIGENCIA 2010⁴

El Sistema de Control Interno Contable se encuentra en un grado de implementación, desarrollo y mantenimiento del 4,55, sobre 5 puntos, con un nivel de riesgo bajo, es decir, que los elementos y controles establecidos, en términos generales aportan para que los estados financieros reflejen la realidad económica del Ministerio de Minas y Energía, como se observa en el siguiente informe:

Código	Nombre	Puntaje	Puntaje	Puntaje	Interpretación
1.1	Etapa de reconocimiento		4.73	4.73	Adecuado
1.1.1	Identificación	4.61	4.61	4.61	Adecuado
1.1.2	Clasificación	4.75	4.75	4.75	Adecuado
1.1.3	Registro y ajustes	4.83	4.83	4.83	Adecuado
1.2	Etapa de revelación	4.58	4.58	4.58	Adecuado
1.2.1	Elaboración de estados contables y demás informes	5.00	5.00	5.00	Adecuado
1.2.2	Análisis, interpretación y comunicación de información	4.16	4.16	4.16	Adecuado
1.3	Otros elementos de control	4.62	4.62	4.62	Adecuado
1.3.1	Acciones implementadas	4.62	4.62	4.62	Adecuado
	Evaluación del control interno contable	4.55	4.55	4.55	Adecuado

³Remitido al Ministro con memorando 2011012694 del 11 de marzo de 2011, y a la Unidad Administrativa Especial de Derechos de Autor con oficio 2011015104 del 25 de marzo de 2011.

⁴Remitido al Ministro y al Secretario General, con memorando 2011013547 del 16 de marzo de 2011 y al grupo de Financiera con memorando 2011013516 del 16 de marzo de 2011

EVALUACIÓN DE GESTIÓN AL GRUPO DE ADMINISTRACIÓN DOCUMENTAL, VIGENCIA 2010⁵

La Oficina evaluó el cumplimiento de los objetivos institucionales del Grupo de Administración Documental, en relación con el Plan Operativo, vigencia 2010.

Una vez realizada la verificación por parte de esta Oficina, se estableció que la ejecución en el plan es del 96,50%, lo cual coincide con lo reportado por el Grupo.

EVALUACIÓN DE GESTIÓN AL GRUPO DE SISTEMAS, VIGENCIA 2010⁶

La Oficina de Control Interno verificó el 100% de los tres objetivos que conformaron el Plan Operativo 2010. Una vez realizada la verificación, se estableció que, el plan se ejecutó en el 94,2%.

EVALUACIÓN DE GESTIÓN A LA DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS, VIGENCIA 2010⁷

Se verificaron las 44 metas que componen el 100% de los cuatro objetivos del Plan Operativo, estos reflejan un valor agregado a la Dirección, se observa que tanto estos, como las metas, apuntan no solo al cumplimiento de las funciones sino al mejoramiento continuo del Ministerio y se evidenció una ejecución del 88%. El cumplimiento del 100% del Plan Operativo se desarrollará durante el año 2011.

EVALUACIÓN DE GESTIÓN A LA DIRECCIÓN DE MINAS, VIGENCIA 2010⁸

Se verificó el 100% de los 11 objetivos que componen el Plan Operativo de la Dirección de Minas, con corte a diciembre de 2010. Una vez realizada la evaluación se estableció que la ejecución en el plan es del 93%.

⁵Remitido al Ministro y al secretario General con memorando 2011019495 del 15 de abril de 2011 y al Grupo de Gestión Documental con memorando 2011019494 del 15 de abril de 2011.

⁶Remitido al Ministro y al secretario General, con memorando 2011016242 del 31 de marzo de 2011 y al Grupo de Servicios Administrativos con memorando 2011021512 del 28 de abril de 2011.

⁷Remitido al Ministro y al Viceministro con memorando 2011020095 del 19 de abril de 2011 y a la Dirección de Hidrocarburo con memorando 2011020099 del 19 de abril de 2011.

⁸Remitido al Ministro y al Viceministro con memorando 2011022351 03 de Mayo de 2011 y a la Dirección de Minas, con memorando 2011020866 del 26 de abril de 2011.



ANEXOS





ANEXO legal



Sector de hidrocarburos

Número	Tipo norma	Nombre
181047 - 22/06/2011	Resolución	Por la cual se adopta para las diferentes ciudades capitales del país y su área metropolitana, el régimen de libertad regulada para la fijación de precios de venta al público de la gasolina motor corriente oxigenada, la gasolina motor corriente, el ACPM y la mezcla de ACPM con biocombustibles para uso en motores diesel.
181048 - 22/06/2011	Resolución	Por la cual se modifican las resoluciones 180687 de 2003 y 181088 de 2005, en relación con el programa de oxigenación de combustibles en el país.
180905 - 03/06/2011	Resolución	Por la cual se adopta el Plan Estratégico del Ministerio de Minas y Energía.
180874 - 31/05/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente oxigenada.
180875 - 31/05/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
180876 - 31/05/2011	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la gasolina motor corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta; para los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Ancuya, Carlosama, Consaca, Contadero, Ipiales, Imues, Puerres, Pupiales, Policarpa, Potosí, Samaniego, Sandona, Sapuyes, Funes, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Guaitarilla, La Llanada, Ricaurte, Santa Cruz de Guachavez, Sotomayor, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
180873 - 31/05/2011	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de junio del año 2011.
180639 - 28/04/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada
180640 - 28/04/2011	Resolución	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 y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel
180641 - 28/04/2011	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta; para los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y, los municipios de Aldana, Ancuya, Carlosama, Consaca, Contadero, Ipiales, Imues, Puerres, Pupiales, Policarpa, Samaniego, Sapuyes, Funes, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Guaitarilla, Ricaurte, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el Departamento de Nariño, para la gasolina motor corriente
124218 - 27/04/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 182142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
180637 - 27/04/2011	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de mayo del año 2011.
180432 - 31/03/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
180433 - 31/03/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel
180434 - 31/03/2011	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta; para los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Ancuya, Carlosama, Contadero, Ipiales, Imues, Puerres, Pupiales, Policarpa, Samaniego, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Guaitarilla, Ricaurte, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el Departamento de Nariño, para la gasolina motor corriente
180428 - 30/03/2011	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de abril del año 2011.

1240134 - 25/03/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 182142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
180248 - 28/02/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
180249 - 28/02/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
180250 - 28/02/2011	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta; para los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Imues, Puerres, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Guaitarilla, Ricaurte, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
180237 - 25/02/2011	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de marzo del año 2011
180238 - 25/02/2011	Resolución	Por la cual se restablece la mezcla de alcohol carburante con las gasolinas en el departamento de Santander y se mantiene una medida transitoria en otro departamento.
180187 - 18/02/2011	Resolución	Por la cual se expide el Reglamento Técnico para el uso de Sistemas de Rastreo y Precintos Electrónicos para el transporte terrestre, fluvial y marítimo de combustibles líquidos en las Zonas de Frontera, las zonas sometidas al control del Consejo Nacional de Estupefacientes y se establecen otras disposiciones.
180089 - 31/01/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
180090 - 31/01/2011	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
180091 - 31/01/2011	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta; para los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Imues, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Guaitarilla, Ricaurte, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
180083 - 28/01/2011	Resolución	Por la cual se restablece la mezcla de alcohol carburante con las gasolinas en algunas regiones del país y se mantiene una medida transitoria en otras.
180084 - 28/01/2011	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de febrero del año 2011.
182548 - 30/12/2010	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de enero del año 2011
182550 - 30/12/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 8 2438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada
182548 - 30/12/2010	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de enero del año 2011.
182550 - 30/12/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente oxigenada.
182551 - 30/12/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.

182552 - 30/12/2010	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta; para los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y, los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Imues, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Guaitarilla, Ricaurte, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
182526 - 27/12/2010	Resolución	Por la cual se establecen medidas especiales para la Gasolina Motor Corriente y el ACPM de origen nacional que se distribuyan en el departamento de La Guajira.
182531 - 27/12/2010	Resolución	Por la cual se mantiene una medida transitoria y se restablece la mezcla de alcohol carburante con las gasolinas, en algunas regiones del país.
182532 - 27/12/2010	Resolución	Por la cual se adiciona un artículo transitorio a la Resolución 181190 de 2002, en relación con el precio del diesel marino.
124663 - 09/12/2010	Resolución	Por la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas para la ampliación de la capacidad de oleoductos en operación.
40512	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de diciembre del año 2010.
182275 - 30/11/2010	Resolución	Por la cual se establece una medida transitoria en relación con el programa de oxigenación de combustibles en el país.
182276 - 30/11/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente.
182277 - 30/11/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
182278 - 30/11/2010	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta y los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y, los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Ricaurte, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
4114 - 05/11/2010	Decreto	Por el cual se modifica parcialmente el Arancel de Aduanas.
4115 - 05/11/2010	Decreto	Por el cual se modifica parcialmente el Arancel de Aduanas.
182069 - 29/10/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
182070 - 29/10/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
182071 - 29/10/2010	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta y los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Ricaurte, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
182065 - 28/10/2010	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de noviembre del año 2010.
124547 - 30/09/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 124386 del 15 de Julio de 2010, por la cual se estableció la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos.
181720 - 29/09/2010	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de octubre del año 2010
181721 - 29/09/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 182142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
181723 - 29/09/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.

181724 - 29/09/2010	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta y los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Ricaurte, Mallama, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
181722 - 29/09/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
18 1555 - 31/08/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
18 1556 - 31/08/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
18 1557 - 31/08/2010	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta y los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
18 1553 - 30/08/2010	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de septiembre del año 2010.
181404 - 04/08/2010	Resolución	Por la cual se establecen unas obligaciones respecto al reporte de precios de venta en el SICOM para el distribuidor minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo a través de estación de servicio automotriz y fluvial.
2776 - 03/08/2010	Decreto	Por el cual se modifica el Decreto 386 de 2007, en relación con la asignación de cupos de combustibles en zonas de frontera y se dictan otras disposiciones.
181371 - 30/07/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
181369 - 29/07/2010	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de agosto del año 2010.
181370 - 29/07/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
181372 - 29/07/2010	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta y los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
124386 - 15/07/2010	Resolución	Por la cual se determina la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos.
181258 - 14/07/2010	Resolución	Por la cual se reglamenta el transporte de crudos por oleoducto.
181266 - 14/07/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 182142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
181135 - 29/06/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
181136 - 29/06/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
181137 - 29/06/2010	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta y los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Carlosama, Contadero, Ipiales, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Iles, Túquerres y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente

181120 - 28/06/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 182142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
181121 - 28/06/2010	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de julio del año 2010.
181014 - 11/06/2010	Resolución	Por la cual se modifican los rubros -C- de los artículos 3º, 7º y 7º de las resoluciones 80602 de 2000, 82439 y 82438 de 1998, respectivamente.
180904 - 31/05/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82438 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente y Gasolina Motor Corriente Oxigenada.
180905 - 31/05/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 82439 del 23 de diciembre de 1998 y se establecen disposiciones relacionadas con la estructura de precios del ACPM y de la mezcla del mismo con el biocombustible para uso en motores diesel.
180906 - 31/05/2010	Resolución	Por la cual se establecen las estructuras de precios de la Gasolina Motor Corriente y el ACPM que se distribuyan en el Área Metropolitana de Cúcuta y los departamentos de Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía, La Guajira y Nariño, para el ACPM; y los municipios de Aldana, Carlosama, Ipiales, Pupiales, Cumbal, Guachucal, Gualmatan, Iles y Tumaco, en el departamento de Nariño, para la Gasolina Motor Corriente.
180895 - 28/05/2010	Resolución	Por la cual se modifica la Resolución 182142 de 2007, en relación con el programa de mezcla de biocombustibles para uso en motores diesel.
180896 - 28/05/2010	Resolución	Por la cual se definen los valores de referencia de la Gasolina Motor y el ACPM, para el cálculo de la sobretasa y los precios base de liquidación para efectos del cálculo del IVA, correspondientes al mes de junio del año 2010.
180833 - 24/05/2010	Resolución	Por la cual se fijan las bases para determinar el precio del petróleo para la liquidación de las regalías del año 2010, de acuerdo con lo estipulado en la Ley 141 de 1994 y en la Resolución 82104 del 2 de noviembre de 1994.

Sector minas

Número	Tipo norma	Nombre
180905 - 03/06/2011	Resolución	Por la cual se adopta el Plan Estratégico del Ministerio de Minas y Energía.
180801 - 19/05/2011	Resolución	Por medio de la cual se determina el alcance de las inspecciones de fiscalización en campo, se fijan las tarifas, el procedimiento para su cobro, y se adoptan otras determinaciones.
180741 - 12/05/2011	Resolución	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras al departamento de Antioquia .
180742 - 12/05/2011	Resolución	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras al departamento de Norte de Santander
180743 - 12/05/2011	Resolución	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras al departamento de Bolívar.
180744 - 12/05/2011	Resolución	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras al departamento de Boyacá.
180745 - 12/05/2011	Resolución	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras al departamento de Caldas.
180746 - 12/05/2011	Resolución	Por la cual se prorroga una delegación de funciones mineras al Departamento de Cesar.
180565 - 25/04/2011	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
180351 - 16/03/2011	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro y platino a los municipios productores.
180349 - 15/03/2011	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
180099 - 01/02/2011	Resolución	Por la cual se adopta una medida administrativa en materia de minas.
182543 - 29/12/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.

182445 - 15/12/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
182433 - 14/12/2010	Resolución	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras al departamento de Antioquia.
182434 - 14/12/2010	Resolución	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras al departamento de Bolívar.
182435 - 14/12/2010	Resolución	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras al departamento de Boyaca.
182436 - 14/12/2010	Resolución	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras al departamento de Cesar.
182437 - 14/12/2010	Resolución	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras al departamento de Caldas.
182437 - 14/12/2010	Resolución	Por la cual se proroga una delegación de funciones mineras al departamento de Norte de Santander.
182268 - 29/11/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
182038 - 27/10/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
181734 - 30/09/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
181714 - 29/09/2010	Resolución	Por la cual se delimita un Área de Reserva Especial, en los municipios de Tiquisio y Río Viejo, departamento de Bolívar.
181650 - 17/09/2010	Resolución	Por la cual se niega la solicitud de delimitación de un Área de Reserva Especial en el municipio de El Zulia - departamento de Norte de Santander.
3303 - 07/09/2010	Decreto	Por el cual se modifica el artículo del Decreto 330 del 5 de Febrero de 2009.
181594 - 06/09/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
181581 - 02/09/2010	Resolución	Por la cual se niega la solicitud de delimitación de un Área de Reserva Especial en el municipio de Mistrató, departamento de Risaralda.
181569 - 01/09/2010	Resolución	Por medio de la cual se establece el contenido mínimo del Informe de Visita Técnica de Viabilización de que trata el artículo 8° del Decreto 2715 de 2010.
181570 - 01/09/2010	Resolución	Por la cual se niega la solicitud de delimitación de un Área de Reserva Especial en el municipio de Pore, vereda Bocas de Pore - departamento de Casanare.
181406 - 04/08/2010	Resolución	Por la cual se adopta el Protocolo Técnico para Visita de Fiscalización, Seguimiento y Control de Títulos para Explotaciones Subterráneas.
181385 - 02/08/2010	Resolución	Por la cual se fija el precio de venta de las exportaciones de carbón para el año 2009 a la empresa C.I. CARBONES DEL CARIBE S.A., teniendo en cuenta los precios FOB.
2715 - 28/07/2010	Decreto	Por la cual se reglamenta parcialmente la Ley 1382 de 2010.
181348 - 27/07/2010	Resolución	Por la cual se niega la solicitud de delimitación de un Área de Reserva Especial en el municipio de Yumbo - departamento del Valle del Cauca.
181333 - 26/07/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.
1250001 - 15/07/2010	Resolución	Por la cual se determinan los porcentajes que le corresponden a cada municipio en el área de yacimiento del contrato No. 1727, cuyo titular es la empresa CERROMATOSO S.A.
181259 - 14/07/2010	Resolución	Por la cual se niega la solicitud de delimitación de un Área de Reserva Especial en el municipio de Sibatá, departamento de Cundinamarca.
181193 - 06/07/2010	Resolución	Por la cual se señala y delimita una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario de San Marcos.
181194 - 06/07/2010	Resolución	Por la cual se señala y delimita una Zona Minera para la Comunidad Negra del Consejo Comunitario de Sabaletas.
181104 - 24/06/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores.

181044 - 17/06/2010	Resolución	Resolución por la cual se niega la delimitación de un Área de Reserva Especial en el Municipio de Pueblo Rico - departamento de Risaralda.
181023 - 15/06/2010	Resolución	Por medio del cual se reglamenta el artículo 23° de la Ley 1382 de 2010, en lo concerniente al cobro de los servicios de seguimiento y control a títulos mineros y se establecen otras disposiciones.
180920 - 01/06/2010	Resolución	Por la cual se acepta el desistimiento de la solicitud de un Área de Reserva Especial en el municipio de Santacruz de Guachavez, Nariño.
180873 - 25/05/2010	Resolución	Por la cual se sitúan los recursos correspondientes al recaudo del impuesto al oro, plata y platino a los municipios productores
125 - 21/05/2010	Resolución	Por la cual se delimita un Área de Reserva Especial en el municipio de La Llanada, departamento de Nariño.
180760 - 06/05/2010	Resolución	Por la cual se señala y delimita una Zona Minera Indígena.

Sector energía

Número	Tipo norma	Nombre
180905 - 03/06/2011	Resolución	Por la cual se adopta el Plan Estratégico del Ministerio de Minas y Energía.
180696 - 05/05/2011	Resolución	Determinar una nueva Área de Distribución de Energía Eléctrica, la cual se denominará Área de Distribución Sur, ADD Sur.
180694 - 04/05/2011	Resolución	Se convoca a los Operadores de Red de los municipios de los departamentos de la Región Caribe y Nariño, para presentar planes, programas y/o proyectos de normalización de redes eléctricas, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE.
18 0692 - 04/05/2011	Resolución	Por la cual se efectúa una Distribución en el Presupuesto de Gastos de Inversión del Ministerio de Minas y Energía.
180679 - 02/05/2011	Resolución	Por la cual se integra el Grupo de Apoyo Técnico, en desarrollo de lo establecido en el artículo 4 del Decreto 1123 de 2008 que reglamentó el Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE.
180659 - 29/04/2011	Resolución	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social Ordenar por (\$1.333.508.622) MCTE, a comercializadores de energía eléctrica con el fin de destinarlos a los usuarios ubicados en las Áreas Especiales.
180540 - 15/04/2011	Resolución	Revocar la Resolución 180382 de 2011, Por la cual se convoca a los Operadores de Red que prestan el servicio de energía eléctrica en los municipios de los departamentos de la Región Caribe y Nariño, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE.
180397 - 25/03/2011	Resolución	Mediante la cual se reglamenta el Decreto Ley 129 de 2011 en lo correspondiente al subsidio excepcional para los usuarios de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural, damnificados o afectados por la ola invernal.
180382 - 23/03/2011	Resolución	Por la cual se convoca a los Operadores de Red que prestan el servicio de energía eléctrica en los municipios de los departamentos de la Región Caribe y Nariño, para la adjudicación de recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE.
157 - 14/03/2011	Resolución	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción del PROYECTO HIDROELÉCTRICO PCH LUZMA I y PCH LUZMA II.
180295 - 04/03/2011	Resolución	Distribuir \$46.000.000.000 a empresas deficitarias del sector eléctrico para cubrir parcialmente el saldo con recursos tomados de los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por empresas del sector eléctrico, recaudados a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - Sector Eléctrico.
180296 - 04/03/2011	Resolución	Distribuir \$2.500.000.000 a empresas deficitarias para cubrir parcialmente el saldo de déficits en subsidios causados en el balance de subsidios y contribuciones a las empresas deficitarias, con recursos tomados de los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por empresas del sector gas combustible distribuido por red, recaudados a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - sector Gas.
180283 - 03/03/2011	Resolución	Ordenar el giro de \$1.664.829.636 MCTE, a comercializadores de energía eléctrica con el fin de destinarlos a los usuarios ubicados en las Áreas Especiales.

180196 - 22/02/2011	Resolución	Por la cual se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en el Área de Servicio Exclusivo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
180195 - 22/02/2011	Resolución	Por la cual se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Áreas de Servicio Exclusivo de No Interconectadas Continentales.
180173 - 14/02/2011	Resolución	Por la cual se deroga el artículo 1 de la Resolución 182544 del 29 de diciembre de 2010 y se modifica el numeral 310.1 del Anexo General de la Resolución 180540 de 2010.
182527 - 27/12/2010	Resolución	Modificar el artículo 2º de la Resolución 181055 del 26 de junio 2009 sobre calculo de subsidios ZNI (Amazonas).
182528 - 27/12/2010	Resolución	Modificar la senda de desmonte de subsidios a los consumos de energía de los usuarios residenciales, que se establece en el parágrafo 1 del artículo 2º de la Resolución 181200 del 7 de julio de 2010. San Andrés y Providencia y Santa Catalina.
182529 - 27/12/2010	Resolución	Por la cual se amplía el plazo para aprobar el reglamento para la presentación, revisión, evaluación y aprobación de los Planes de Expansión de Cobertura Eléctrica por parte de los Operadores de Red, hasta el 30 de julio de 2011.
182506 - 23/12/2010	Resolución	Ordenar el giro de \$3.702.449.185, del FOES a comercializadores de energía eléctrica con el fin de destinarlos a los usuarios ubicados en las Áreas Especiales.
182507 - 23/12/2010	Resolución	Ordenar el giro por \$10.000.000.000 del FOES, a comercializadores de energía eléctrica con el fin de destinarlos a cubrir la diferencia del aporte social, a los usuarios ubicados en las Áreas Especiales registrados.
4668 - 17/12/2010	Decreto	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 la Sociedad Guanaquitas S.A. ESP, como propietaria de la Central Hidroeléctrica Guanaquitas.
182454 - 16/12/2010	Resolución	Se redistribuyen excedentes por \$3.350 millones de la contribución de empresas del sector gas combustible.
182453 - 16/12/2010	Resolución	Distribuir recursos por \$14.500 millones de excedentes de la contribución de las empresas de energía eléctrica del sector.
182215 - 22/11/2010	Resolución	Por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2010 - 2024
182272 - 22/11/2010	Resolución	Por medio de la cual se modifica la fecha de puesta en operación del proyecto Cambio de configuración de la Subestacion Santa Marta 220 kV.
182194 - 19/11/2010	Resolución	Plazo para aprobar el reglamento para la presentación, revisión, evaluación y aprobación de los planes de expansión de cobertura eléctrica por parte de los Operadores de Red.
182114 - 05/11/2010	Resolución	Por la cual se aprueba adicionar el Manual de Precios Unitarios de los predios del Proyecto Hidroeléctrico Ituango, aprobado mediante Resolución 180577 de 2010.
182018 - 25/10/2010	Resolución	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social, FOES, por valor de \$1.682.460.391.
181830 - 06/10/2010	Resolución	Por la cual se efectúa una Distribución en el Presupuesto de Gastos de Inversión del Ministerio de Minas y Energía.
181717 - 29/09/2010	Resolución	Por la cual se fija la fecha de iniciación de la operación comercial y la capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica Guanaquitas.
181718 - 29/09/2010	Resolución	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social por \$1.643.514.180, a comercializadores de energía eléctrica con el fin de destinarlos a los usuarios ubicados en las Áreas Especiales.
254 - 22/09/2010	Resolución	Por la cual se declara de utilidad pública e interés social zonas adicionales necesarias para la construcción y operación del Proyecto Hidroeléctrico Ituango.
255 - 22/09/2010	Resolución	Por la cual se declara de utilidad pública e interés social zonas adicionales necesarias para la construcción y operación del Proyecto Hidroeléctrico Barroso.
181568 - 01/09/2010	Resolución	Por la cual se hacen unas aclaraciones y modificaciones al Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público, RETILAP, y se dictan otras disposiciones.
181541 - 27/08/2010	Resolución	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social por \$1.642.593.435.

181433 - 06/08/2010	Resolución	Ordenar el giro de \$1.650.000.000 a las empresas deficitarias, para cubrir parcialmente el saldo de déficits en subsidios causados, con recursos de excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por empresas del sector gas combustible distribuido por red.
196 - 03/08/2010	Resolución	Por la cual se declaran de utilidad pública e interés social los terrenos necesarios para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico PCH Magallo.
181346 - 27/07/2010	Resolución	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social, por \$1.637.472.669, a comercializadores de energía eléctrica para usuarios ubicados en las Áreas Especiales registrados en el Sistema Único de Información de la SSPD.
181347 - 27/07/2010	Resolución	Por la cual se define una nueva área de distribución de energía eléctrica en el occidente de Colombia.
181221 - 09/07/2010	Resolución	Distribución en el Presupuesto de Gastos de Inversión del Ministerio de Minas y Energía por valor de \$102.000.000.000, destinada al pago de subsidios por menores tarifas sector gas natural.
161 - 01/07/2010	Resolución	Por la cual se declara de utilidad pública e interés social áreas adicionales necesarias para la construcción y operación del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso.
181123 - 28/06/2010	Resolución	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social.
181126 - 28/06/2010	Resolución	Resolución 181126 de junio 28 de 2010, por la cual se ordena girar recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por la empresas del sector eléctrico.
181003 - 09/06/2010	Resolución	convocatoria PRONE No.002 DE 2010.
180986 - 08/06/2010	Resolución	Distribución de recursos para pagos de menores tarifas sector energía eléctrica por valor de \$320.828.090.000
180947 - 04/06/2010	Resolución	Por medio de la cual se adopta el factor de emisión de gases con efecto invernadero para los proyectos de generación de energía eléctrica conectados al Sistema Interconectado Nacional
180919 - 01/06/2010	Resolución	Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010 - 2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto.
180897 - 28/05/2010	Resolución	Mediante Resolución 180897 de mayo 28 de 2010, el Ministerio de Minas y Energía establece que antes del 30 de julio de 2010 se publicará el reglamento.
180887 - 26/05/2010	Resolución	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes a los excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por las empresas del Sector Eléctrico
180846 - 21/05/2010	Resolución	Por la cual se ordena girar recursos correspondientes al Fondo Especial de Energía Social.

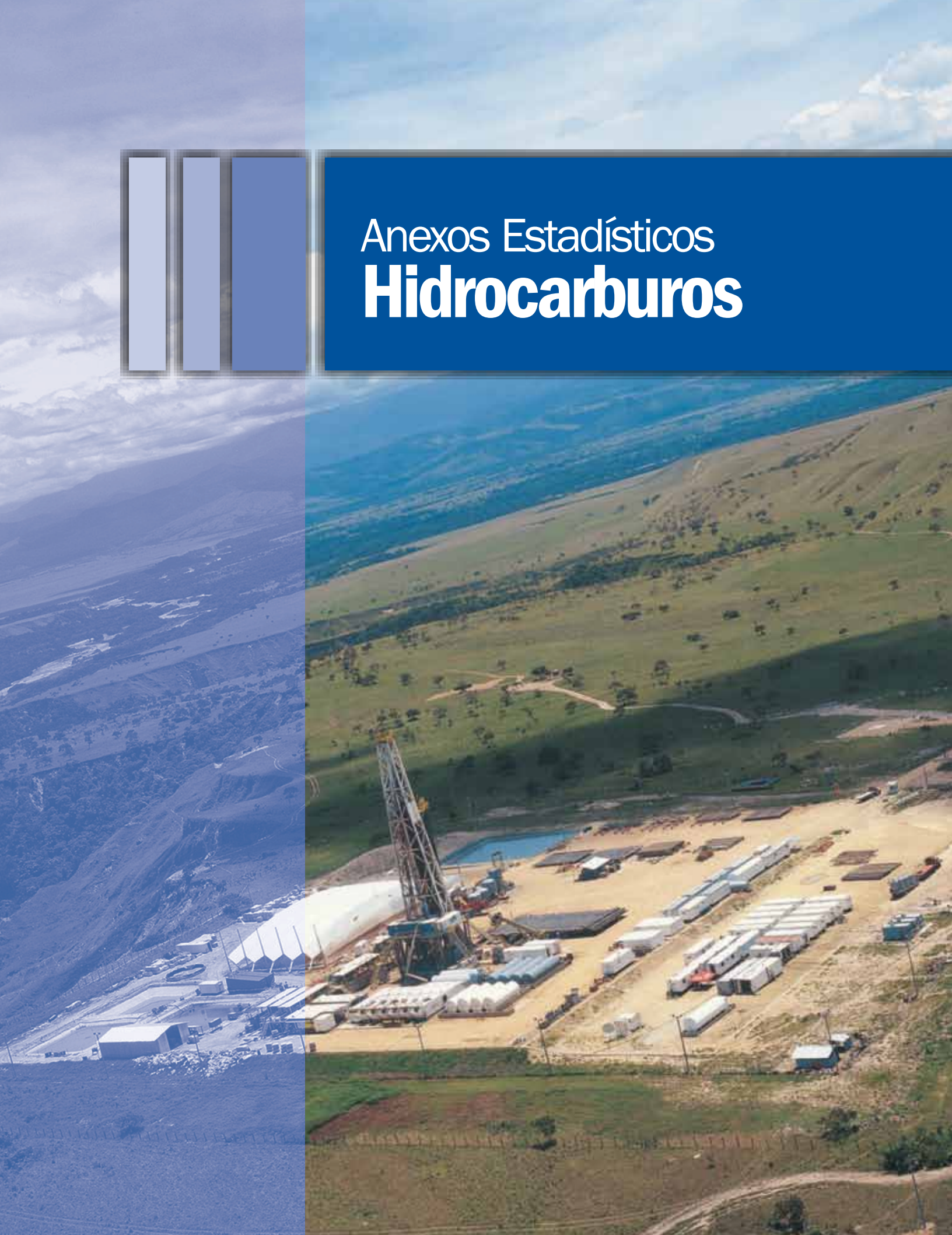
Sector gas combustible

Número	Tipo norma	Nombre
180905 - 03/06/2011	Resolución	Por la cual se adopta el Plan Estratégico del Ministerio de Minas y Energía.
180823 - 24/05/2011	Resolución	Por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Inversión del Ministerio de Minas y Energía.
180780 - 17/05/2011	Resolución	Por la cual se expide el Reglamento Técnico aplicable a los tanques estacionarios de GLP instalados en el domicilio de los usuarios finales, a los depósitos, expendios y puntos de venta de cilindros de GLP.
180693 - 04/05/2011	Resolución	Por la cual se expide el Reglamento Técnico para Almacenamiento utilizado con propósitos de respaldo de la demanda en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
180552 - 19/04/2011	Resolución	Por la cual se declara el cierre parcial del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante Resolución 180484 de abril 7 de 2011.
180484 - 07/04/2011	Resolución	Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural en el Nodo Cusiana, y en todos los puntos de entrada y salida del Sistema Nacional de Transporte del interior del país a partir de 0:00 horas del 8 de abril de 2011.

18 0323 - 11/03/2011	Resolución	Por la cual se amplía la vigencia del Reglamento Técnico para Almacenamiento en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado de Petróleo, GLP, en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
182486 - 20/12/2010	Resolución	Por la cual se declara el cese del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante Resolución 182131 de 18 de noviembre de 2010.
182420 - 10/12/2010	Resolución	Por la cual se aprueban solicitudes de cofinanciación de proyectos con cargo a los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural.
182131 - 10/11/2010	Resolución	Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural en el Nodo Cusiana, y en todos los puntos de entrada y salida del Sistema Nacional de Transporte del interior del país a partir de 0:00 horas del 13 de noviembre de 2010.
18 2025 - 25/10/2010	Resolución	Por la cual se declara el cese de Racionamientos Programados de Gas Natural declarado mediante Resoluciones 18 1733 de 30 de septiembre de 2010 y 18 1940 de 14 de octubre de 2010.
181733 - 30/09/2010	Resolución	Por la cual se declara el inicio de un racionamiento programado de gas natural en todos los puntos de entrada y todos los puntos de salida del tramo Mariquita Neiva a partir de las 0:00 horas del 2 de octubre de 2010.
18 1432 - 06/08/2010	Resolución	Por la cual se adoptan medidas dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 181654 de 2009.
181433 - 06/08/2010	Resolución	Ordenar el giro \$1.650.000.000 a las empresas deficitarias, para cubrir parcialmente el saldo de déficits en subsidios causados, con recursos de excedentes de la Contribución de Solidaridad generados por empresas del sector gas combustible distribuido por red.
2807 - 04/08/2010	Decreto	Por el cual se modifica el Decreto 2730 del 29 de julio de 2010 y se dictan otras disposiciones.
2730 - 29/07/2010	Decreto	Por el cual se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.
181156 - 30/06/2010	Resolución	Por la cual se adopta una medida dentro del Racionamiento Programado de Gas Natural declarado mediante la Resolución 181654 de 2009.
181125 - 28/06/2010	Resolución	Por la cual se actualiza la Declaración de Producción de Gas Natural del campo Sardinata por parte de Ecopetrol S.A., en cumplimiento de lo previsto en el artículo 11 del Decreto 2687 de 2008.
180924 - 02/06/2010	Resolución	Por la cual se levantan unas medidas adoptadas dentro del racionamiento programado de gas natural declarado mediante Resolución de 181654 de 2009 y se dictan otras disposiciones.
180926 - 02/06/2010	Resolución	Por la cual se da cumplimiento al artículo 2 de la Resolución CREG 136 de 2009.
180881 - 26/05/2010	Resolución	Por la cual se publica la declaración de producción de gas natural de los campos diferentes a los relacionados en las Resoluciones 180638, 180757 y 180765 de 2010 .
180765 - 06/05/2010	Resolución	Por la cual se resuelve un recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 180638 de 2010.
180757 - 05/05/2010	Resolución	Por la cual se publica la declaración de producción de los campos de la Guajira, de los que atienden la refinería de Barrancabermeja y de Ecopetrol S.A. respecto de sus campos propios.
1514 - 03/05/2010	Decreto	Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 2687 de 2008, modificado a su vez por el Decreto 4670 de 2008.



Anexos Estadísticos **Hidrocarburos**



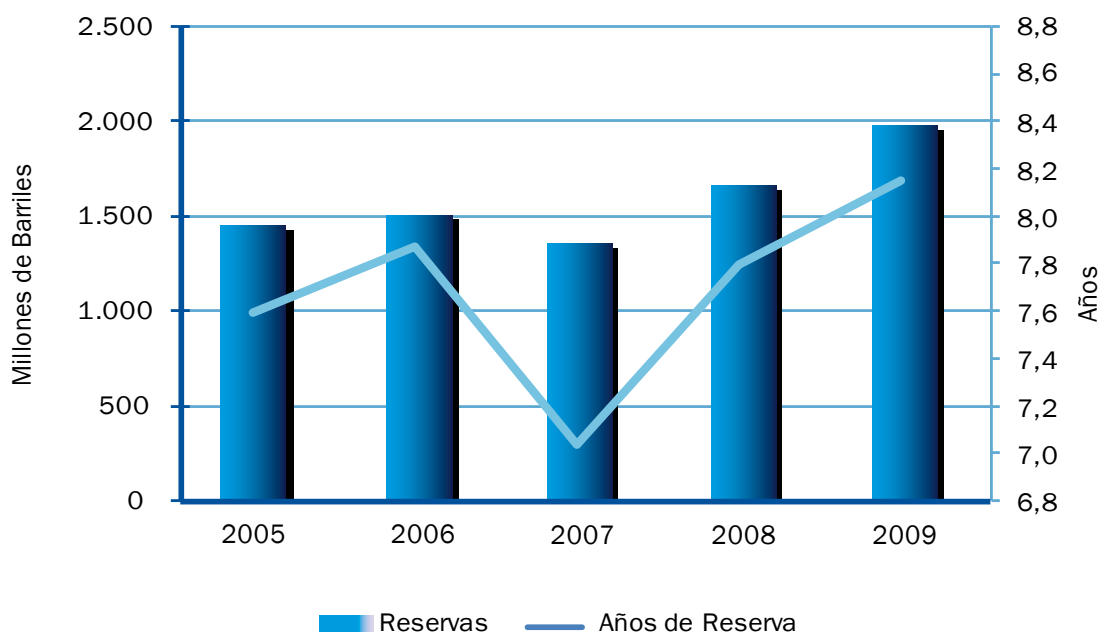
RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE PETRÓLEO
2005 - 2009
(Millones de barriles)

Contrato	Asociación	Concesión	Ecopetrol	E&P *	Total	R/P*
2005	777,3	10,1	665,8		1.453,2	7,6
2006	751,0	7,7	751,0		1.509,7	7,8
2007	764,6	16,77	576,8		1.358,2	7,0
2008	938,0	9,0	625,0	97,0	1.669,0	7,8
2009	1069,9	7,1	794,0	116,6	1.987,6	8,1

*E&P: Contrato de exploración y producción.

*R/P: Relación Reservas - producción.

RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE PETRÓLEO
2005 - 2009

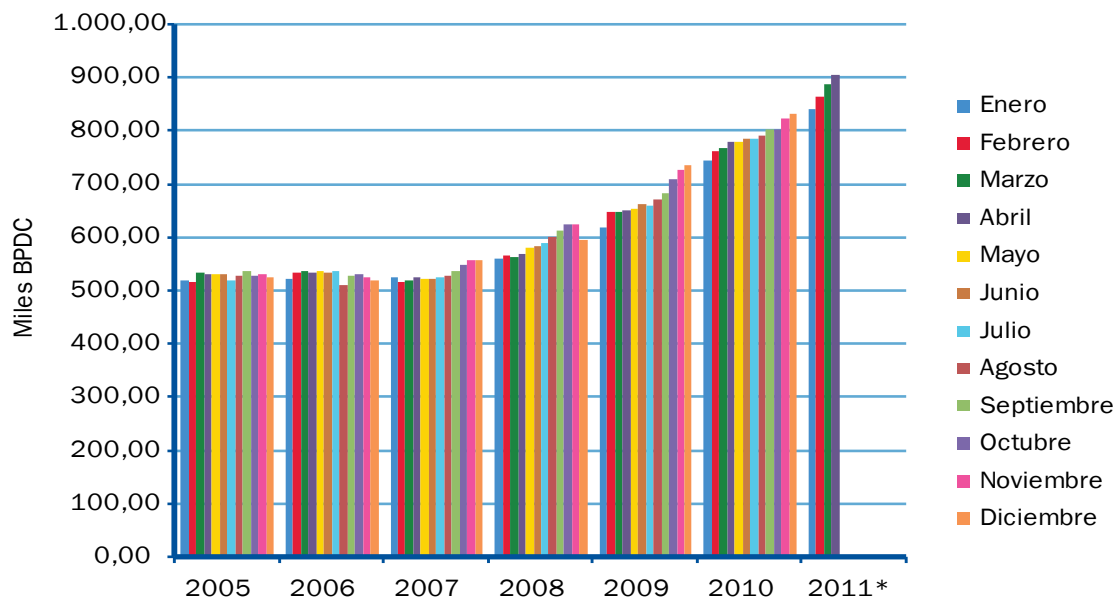


Fuente: Ecopetrol y ANH.
Actualizado a: diciembre 31 de 2009.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO
2005 - 2011*
(Miles de Barriles Día Calendario)

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	518,91	521,43	522,24	557,31	617,32	741,89	839,86
Febrero	514,06	532,86	515,80	563,78	646,34	759,38	862,17
Marzo	532,57	534,58	518,71	561,54	646,50	766,25	887,15
Abril	529,85	531,88	524,75	566,72	649,27	777,46	903,36
Mayo	530,36	535,93	521,50	579,05	652,83	777,10	
Junio	530,21	532,75	521,87	581,15	661,14	783,52	
Julio	516,53	535,81	522,95	586,78	656,47	782,87	
Agosto	526,80	509,28	527,20	600,62	668,33	789,45	
Septiembre	534,46	526,76	535,11	611,91	680,15	800,05	
Octubre	527,45	528,13	547,38	623,45	707,40	800,44	
Noviembre	528,74	522,45	556,30	623,27	725,10	821,18	
Diciembre	524,11	517,71	556,91	592,30	735,06	829,48	
Promedio	526,22	527,41	530,98	587,36	670,60	785,86	873,16

PRODUCCIÓN MENSUAL DE CRUDO
2005 - 2011*



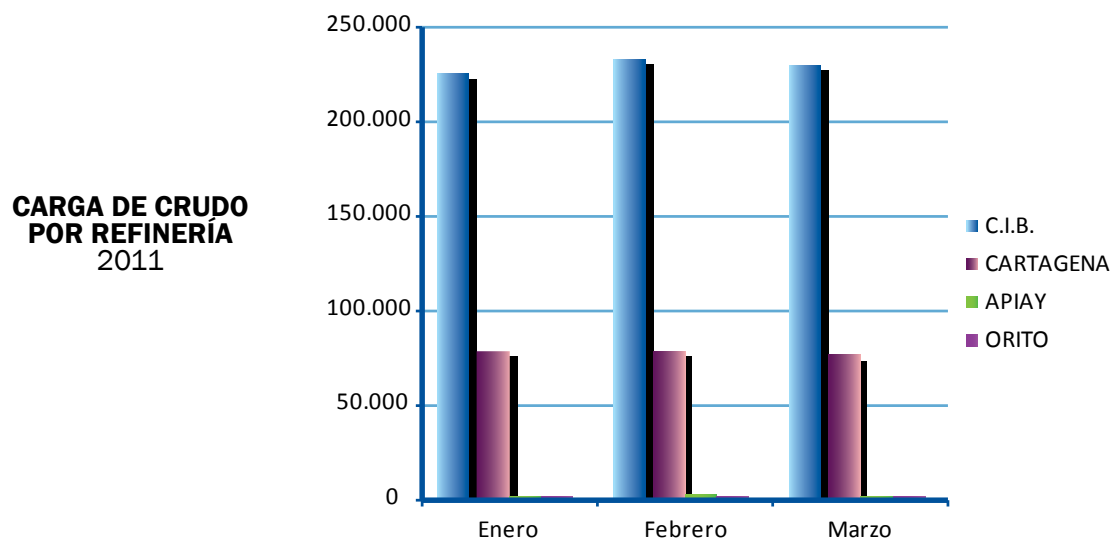
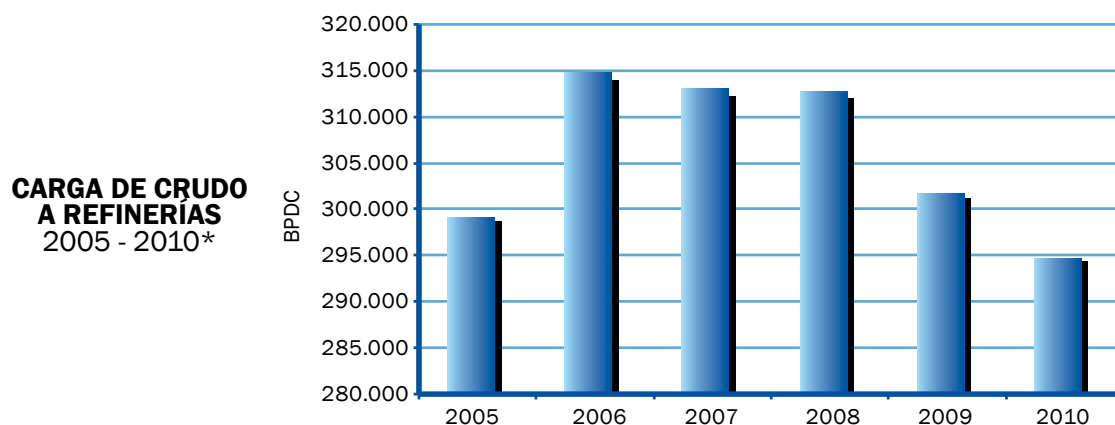
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.
* Actualizado a abril 30 de 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

CARGA DE CRUDO A REFINERÍAS
2005 - 2011*
(Barriles por Día Calendario - BPDC)

Refinerías	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio anual
2005	284.181	310.825	321.147	320.695	308.200	244.701	310.253	320.743	318.447	311.636	265.816	273.517	299.213
2006	315.394	316.501	314.915	321.964	324.309	322.560	315.992	306.899	321.426	318.606	314.215	286.500	314.871
2007	311.789	281.606	306.151	309.397	316.297	319.429	318.421	330.108	283.320	317.439	330.108	329.993	313.120
2008	325.977	320.189	275.747	308.907	321.741	306.466	318.973	313.952	316.577	313.077	318.358	314.949	312.873
2009	335.820	289.641	287.785	315.010	297.697	273.815	297.465	304.769	284.511	317.407	299.249	316.338	301.817
2010	298.923	298.931	302.218	286.371	285.764	302.269	306.374	309.453	317.838	261.429	256.381	311.569	294.804

2011	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
Refinerías	307.698	315.815	309.924										310.990
C.I.B.	225.939	233.150	229.690										229.474
CARTAGENA	78.750	78.890	76.960										78.177
APIAY	1.487	2.343	1.840										1.875
ORITO	1.522	1.432	1.434										1.464

C.I.B.: Complejo Industrial de Barrancabermeja.

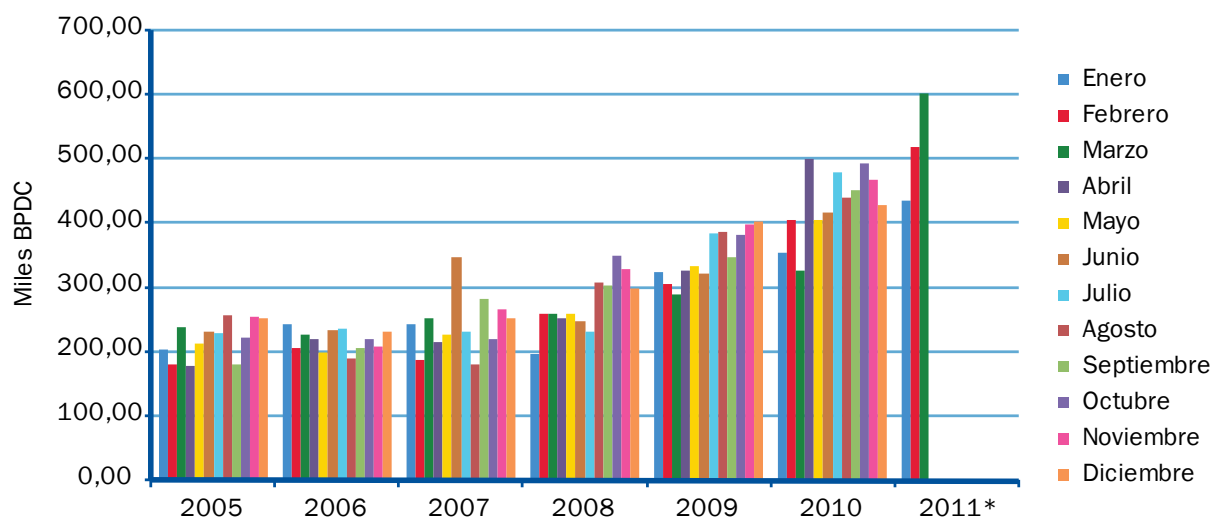


Fuente: Ecopetrol S.A.
* Actualizado a marzo 31 de 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

VOLUMEN DE EXPORTACIONES DE PETRÓLEO
2005 - 2011*
(Miles de Barriles por Día Calendario)

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	204,83	244,14	243,74	197,96	324,48	353,95	436,26
Febrero	181,87	207,37	187,20	260,48	305,19	404,62	519,77
Marzo	238,01	226,99	251,86	259,03	290,05	325,77	602,85
Abril	178,17	221,35	216,66	252,31	327,70	499,71	
Mayo	213,96	200,02	226,08	259,05	333,85	405,36	
Junio	232,78	234,41	347,78	247,90	321,82	416,42	
Julio	229,69	237,17	232,68	231,18	385,63	479,47	
Agosto	258,39	191,18	181,30	307,19	385,98	440,43	
Septiembre	180,74	206,68	282,12	302,54	347,33	452,92	
Octubre	223,59	220,55	219,55	350,85	382,36	494,30	
Noviembre	254,76	207,77	266,24	328,45	398,11	468,29	
Diciembre	251,65	230,80	253,43	299,56	402,87	428,63	
Promedio	221,12	219,15	242,45	274,70	350,84	430,72	519,62

VOLUMEN DE EXPORTACIONES DE PETRÓLEO



Fuente: Ecopetrol - empresas exportadoras.
* Actualizado a marzo 31 de 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

VOLUMEN DE EXPORTACIONES DE COMBUSTIBLES 1
2005 - 2011*
(Miles de Barriles por Día Calendario)

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	72,33	76,63	64,66	83,92	98,14	57,46	100,05
Febrero	104,36	83,72	76,66	67,17	94,28	110,23	119,66
Marzo	96,33	107,39	54,15	67,18	85,68	98,47	98,21
Abril	88,79	74,30	76,95	74,39	70,26	112,80	
Mayo	104,01	113,50	43,14	78,62	83,66	91,88	
Junio	72,43	108,30	41,51	96,62	94,84	114,52	
Julio	78,76	121,70	66,46	86,43	74,04	109,71	
Agosto	108,91	100,20	50,63	78,61	72,67	114,15	
Septiembre	98,37	87,10	35,24	92,23	69,25	88,66	
Octubre	98,72	78,90	41,62	104,57	93,83	71,72	
Noviembre	96,03	78,10	42,04	82,58	69,57	70,93	
Diciembre	78,30	99,20	44,39	103,44	81,79	84,97	
Promedio	91,37	94,25	52,97	84,72	82,31	93,62	105,52

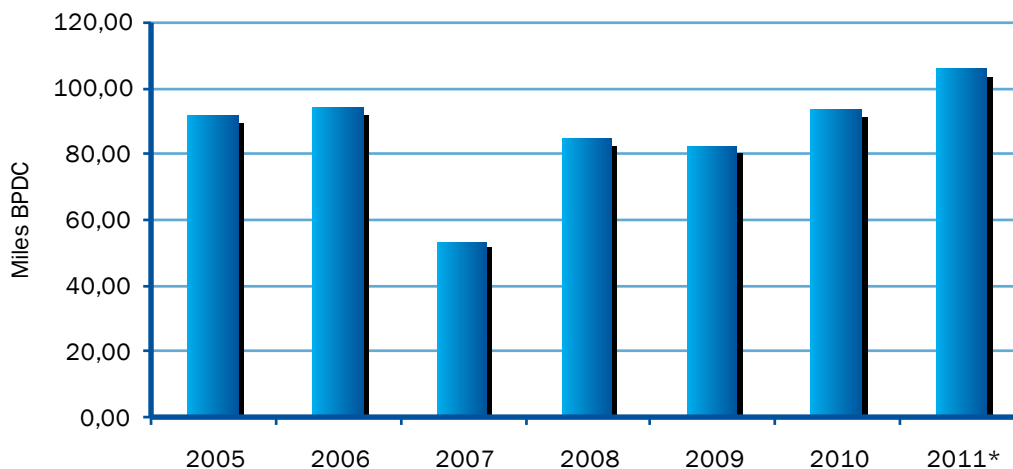
1: No incluye petróleo.

Fuente: Ecopetrol S.A.

* Actualizado a marzo 31 de 2011.

Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

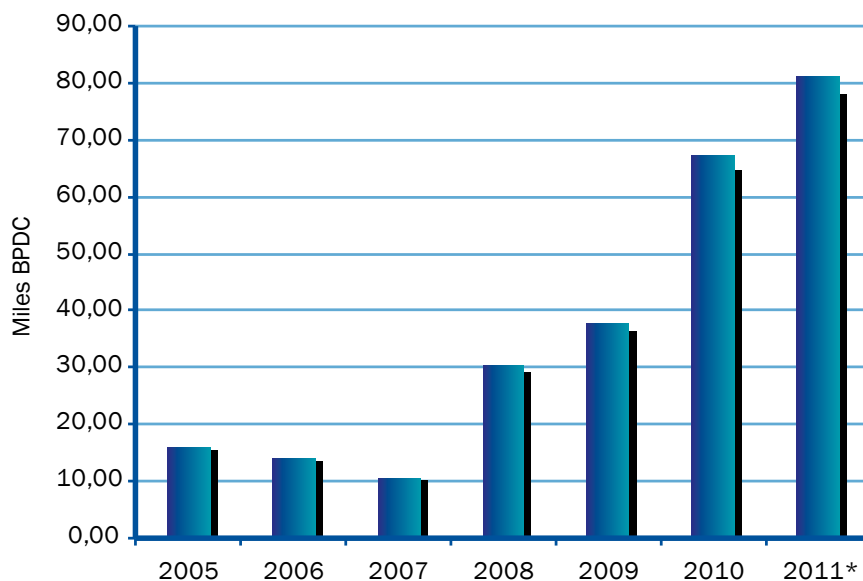
VOLUMEN DE EXPORTACIONES DE COMBUSTIBLES 1



VOLUMEN DE IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS
2005 - 2011*
(Miles de Barriles por Día Calendario)

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	0,42	12,03	0,59	14,17	14,97	52,74	100,08
Febrero	8,65	18,22	26,68	31,35	33,01	75,84	86,79
Marzo	26,27	16,51	24,18	40,23	50,41	80,69	57,56
Abril	21,52	12,50	23,96	28,23	37,33	79,30	
Mayo	10,90	25,10	0,27	33,05	29,61	72,87	
Junio	16,86	0,26	0,27	14,55	36,24	64,49	
Julio	28,62	0,22	0,00	56,42	43,78	71,53	
Agosto	0,86	15,48	15,77	31,38	32,59	55,10	
Septiembre	16,75	25,10	23,58	29,40	49,39	46,17	
Octubre	8,06	9,70	0,18	24,41	37,47	59,47	
Noviembre	27,71	10,10	7,24	22,99	43,73	68,28	
Diciembre	28,25	24,80	7,13	36,92	46,21	83,30	
Promedio	16,25	14,16	10,66	30,32	37,89	67,45	81,30

VOLUMEN DE IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS



Fuente: Ecopetrol S.A.
* Actualizado a marzo 31 de 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES
2005 - 2009
(Barriles por Día Calendario)

Año	Blancos											Negros	
	Gasolinas				Destilados Medios					Avigas	Propano	Total	Fuel-Oil **
	Gasolina Motor Regular	Gasolina Extra	Bencina & Cocinol	Total	Diesel (ACPM)	Queroseno	JP-A	Total					
2005	88.427	8.983	172	97.582	72.469	311	20.000	92.780	1.394	20.000	280.966	69210	
2006	77.369	4.766	126	82.261	83.222	307	17.592	101.121	1.064	20.957	269.454	64.051	
2007	69.237	4.273	59	73.569	89.828	331	15.980	106.139	373	17.952	264.982	66.947	
2008	69.138	4.267	59	73.464	78.955	404	21.168	100.527	276	19.931	257.273	63.075	
2009*	64.301	3.296	117	67.714	73.116	438	22.925	96.479	253	20.187	244.070	59.437	

Fuente: Ecopetrol S.A. - Estadísticas de la Industria Petrolera .

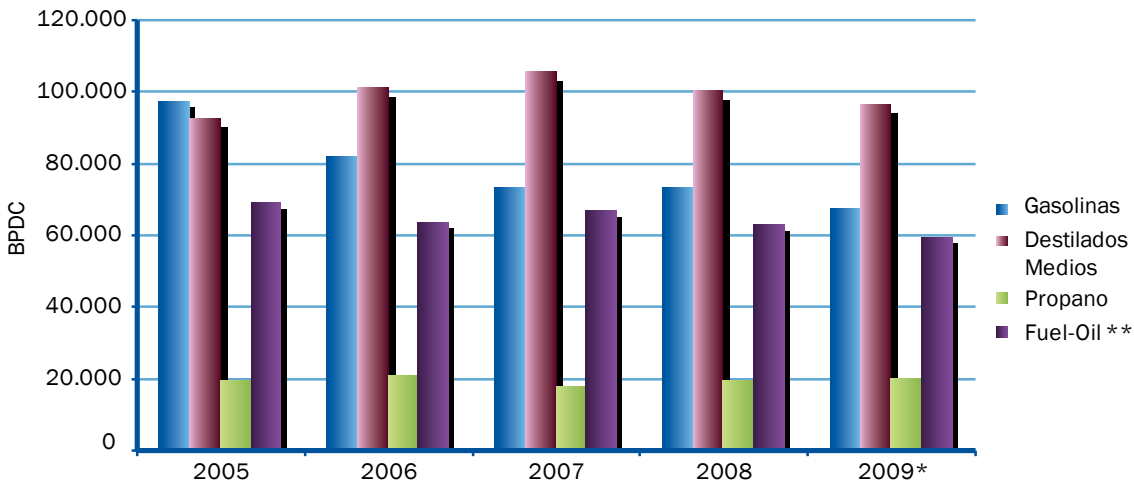
*Cifras en revisión.

** Fuel Oil o Combustóleo, Crudo Castilla y Crudo Rubiales con destino a al industria.

Datos de Fuel Oil y Crudo Rubiales en revisión.

Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES
2005 - 2009



* Cifras en revisión.

** Fuel Oil o Combustóleo, Crudo Castilla y Crudo Rubiales con destino a la industria.

Datos de Fuel Oil y Crudo Rubiales en revisión.

Fuente: Ecopetrol S.A.

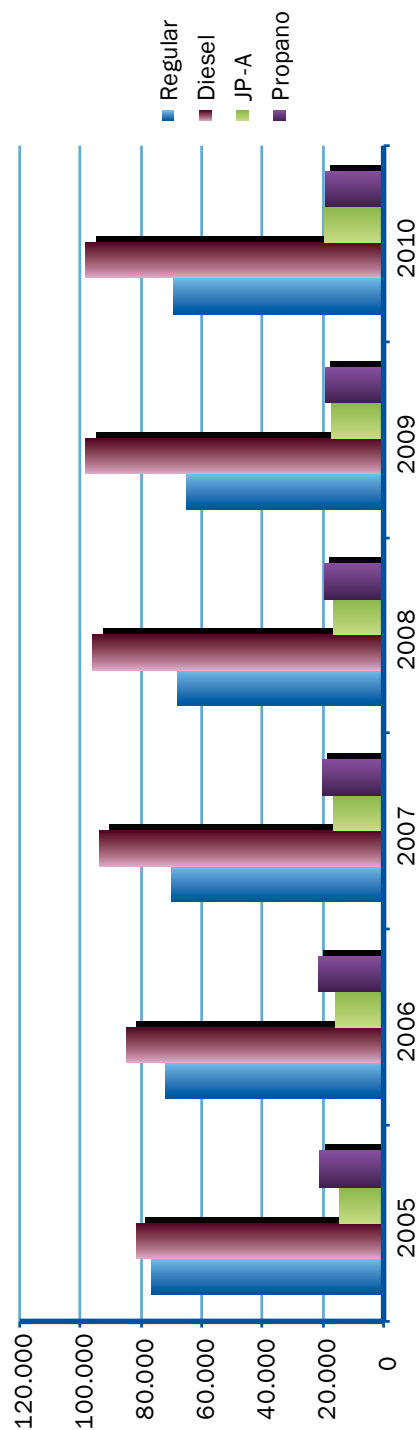
* Actualizado a diciembre 31 de 2010.

Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES
2005 - 2010
(Barriles por Día Calendario)

Año	Gasolinas						Blancos				Negros				Total	
	Gasolina Motor		Bencina & Cocinol	Subtotal	Destilados Medios			Avigas	Propano	Subtotal	Fuel-Oil**	Crudo de Castilla y Rubiales***	Subtotal			
	Regular	Extra			Diesel (ACPM)	Queroseno	JP-A									
	Subtotal	Subtotal	Subtotal	Subtotal	Subtotal	Subtotal	Subtotal									
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	72.020	4.550	76.570	102	76.672	84.832	187	16.294	101.313	267	21.648	199.900	1.337	9.949	11.286	211.186
2007	69.926	4.138	74.065	58	74.123	94.166	110	16.549	110.824	261	20.491	205.698	1.258	2.108	3.366	209.064
2008	68.055	3.475	71.530	6	71.535	96.333	112	17.024	113.469	276	19.728	205.009	2.620	17.588	20.208	225.217
2009	65.320	3.313	68.634	0	68.634	98.545	193	17.177	115.914	269	19.486	204.303	1.623	702	2.325	206.628
2010	69.623	3.026	72.649	0	72.649	98.839	231	19.877	118.947	275	19.400	211.271	1.003	10.513	11.516	222.787

CONSUMO DE COMBUSTIBLES



** Fuel Oil o Combustóleo.
 *** Incluye Crudo de Rubiales a partir de 2001 hasta 2006 (marzo) mezclas de los campos Iazmin y Cocorná y Crudo de Rubiales a partir del 2004.
 Fuente: Ecopetrol S.A.
 * Actualizado a diciembre 31 de 2010.
 Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

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 del 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	16,61	16,57	16,61	16,97	17,03
Transporte planta 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

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	2.938,88	2.969,35	3.043,10	3.117,55	3.219,30	3.272,81	3.297,31	3.314,62
IVA	440,18	397,41	397,61	398,27	398,27	401,54	405,34	411,82	422,25	426,85	435,05	441,22
Impuesto Global	623,89	561,50	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77	586,77
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	260,67	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	4.080,97	4.114,34	4.152,49	4.187,83	4.209,61	4.243,35	4.320,90	4.401,83	4.514,01	4.572,11	4.604,82	4.628,30
Margen al distribuidor mayorista	193,58	193,38	191,83	191,98	197,90	204,26	214,76	215,14	202,55	203,79	201,58	194,40
Precio Máximo en Planta de Abasto	4.274,55	4.307,71	4.344,32	4.379,81	4.407,51	4.447,61	4.535,65	4.616,98	4.716,56	4.775,91	4.806,40	4.822,71
Margen del distribuidor minorista	284,68	284,38	282,11	282,32	291,03	300,38	315,83	316,39	297,87	299,69	296,44	285,89
Pérdida por evaporación	17,10	21,14	21,31	21,47	21,61	21,79	22,16	22,52	22,95	23,22	23,37	23,47
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,39	11,38	11,28	11,29	11,64	12,02	12,63	12,66	11,91	11,99	11,86	11,44
Precio Máximo de Venta al Público	4.587,72	4.624,61	4.659,03	4.694,90	4.731,79	4.781,79	4.886,29	4.968,54	5.049,28	5.110,80	5.138,08	5.143,50
Sobretasa	1.077,80	978,32	983,62	988,89	994,07	999,33	1.005,24	1.012,15	1.019,79	1.027,94	1.036,74	1.045,03
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	5.665,52	5.602,93	5.642,65	5.683,79	5.725,86	5.781,12	5.891,53	5.980,68	6.069,07	6.138,74	6.174,82	6.188,53

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2007

Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.317,93	3.304,02	3.301,44	3.298,44	3.347,51	3.340,93	3.349,68	3.362,77	3.378,57	3.393,45	3.447,62	3.494,70
IVA	443,14	443,14	446,17	449,91	457,76	461,11	464,71	466,80	468,20	469,45	478,11	485,65
Impuesto Global	586,77	586,77	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24	610,24
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	280,59	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	4.633,53	4.630,95	4.654,86	4.655,60	4.712,52	4.709,28	4.721,64	4.736,82	4.754,02	4.770,15	4.832,98	4.887,60
Margen al distribuidor mayorista	192,71	189,62	189,45	187,86	182,89	172,41	162,79	165,46	183,19	202,49	200,01	214,16
Precio Máximo en Planta de Abasto	4.826,24	4.820,57	4.844,31	4.843,46	4.895,41	4.881,69	4.884,43	4.902,28	4.937,21	4.972,64	5.032,99	5.101,76
Margen del distribuidor minorista	283,39	278,85	278,60	276,27	268,95	305,00	340,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00
Pérdida por evaporación	23,52	23,53	23,66	23,69	23,93	23,91	23,96	24,07	24,21	24,37	24,63	24,92
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,34	11,15	11,14	11,05	10,76	10,14	9,58	9,73	10,18	10,66	10,00	10,20
Precio Máximo de Venta al Público	5.144,49	5.134,11	5.157,71	5.154,48	5.199,05	5.220,74	5.257,66	5.306,08	5.341,59	5.377,66	5.437,62	5.506,88
Sobretasa	1.053,31	1.062,16	1.070,62	1.079,13	1.087,34	1.095,83	1.104,80	1.114,05	1.114,48	1.119,07	1.123,77	1.128,39
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	6.197,80	6.196,27	6.228,34	6.233,60	6.286,39	6.316,57	6.362,76	6.420,13	6.456,07	6.496,73	6.561,39	6.635,27

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2008
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.567,90	3.589,85	3.617,68	3.663,75	3.729,60	3.729,60	3.972,33	4.079,70	4.164,81	4.208,99	4.179,68	4.110,70
IVA	499,48	503,13	506,88	514,25	524,79	524,79	518,63	518,63	518,63	518,63	518,63	518,63
Impuesto Global	610,24	610,24	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65	634,65
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	293,91	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	4.976,63	5.012,43	5.068,42	5.121,86	5.198,25	5.198,25	5.434,82	5.542,19	5.627,31	5.671,48	5.642,17	5.573,19
Margen al distribuidor mayorista	1.133,89	1.140,86	1.148,49	1.158,41	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12
Precio Máximo en Planta de Abasto	6.332,30	6.382,09	6.446,29	6.511,35	6.591,27	6.591,27	6.815,86	6.939,99	7.039,32	7.112,92	7.111,86	7.052,10
Margen del distribuidor minorista	370,00	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80
Pérdida por evaporación	25,33	25,53	25,79	26,05	26,37	26,37	27,26	27,76	28,16	28,45	28,45	28,45
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	10,08	9,95	9,56	9,24	9,00	9,00	8,52	8,90	9,17	10,28	11,34	11,34
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	6.737,71	6.802,36	6.866,44	6.931,44	7.011,43	7.011,43	7.236,45	7.361,45	7.461,45	7.536,44	7.536,45	7.476,68

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2009
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.116,26	4.086,23	4.016,84	4.022,00	3.647,09	3.688,66	3.711,25	3.713,39	3.719,61	3.725,59	3.740,01	3.827,13
IVA	518,63	518,63	518,63	518,63	506,20	485,43	485,43	485,43	485,43	482,92	482,92	482,92
Impuesto Global	634,65	634,65	666,39	666,39	666,39	666,39	666,39	666,39	666,39	666,39	666,39	666,39
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	307,12	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	5.581,76	5.564,99	5.527,34	5.532,50	5.145,15	5.165,96	5.188,55	5.190,69	5.196,90	5.200,37	5.214,79	5.301,91
Margen al distribuidor mayorista	300,61	297,06	333,35	328,38	317,73	297,66	275,90	273,83	267,84	264,50	250,60	262,63
Sobretasa	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12	1168,12
Precio Máximo en Planta de Abasto	7.050,49	7.030,17	7.028,81	7.028,99	6.631,00	6.631,74	6.632,57	6.632,64	6.632,86	6.632,99	6.633,51	6.732,66
Margen del distribuidor minorista	384,80	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04
Pérdida por evaporación	28,20	28,12	28,12	28,12	26,52	26,53	26,53	26,53	26,53	26,53	26,53	26,93
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,30	11,17	12,53	12,35	11,94	11,19	10,37	10,29	10,07	9,94	9,42	9,87
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	7.474,80	7.473,50	7.473,49	7.473,49	7.073,51	7.073,49	7.073,51	7.073,51	7.073,50	7.073,51	7.073,50	7.173,50

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2010
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.715,31	3.896,88	3.880,67	4.085,72	4.081,69	4.074,39	4.231,30	4.238,41	4.296,20	4.298,40	4.298,97	4.291,53
IVA	482,92	482,92	482,92	482,92	482,92	482,92	482,92	482,92	482,92	482,92	482,92	482,92
Impuesto Global	681,19	681,19	701,63	701,63	701,63	701,63	701,63	701,63	701,63	701,63	701,63	701,63
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	5,56
Tarifa estampilla de transporte	318,97	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	318,64
Margen Plan de Continuidad	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	5.289,91	5.480,02	5.484,25	5.690,35	5.686,32	5.679,02	5.835,92	5.843,04	5.903,83	5.903,03	5.903,60	6.027,23
Margen al distribuidor mayorista	267,59	263,92	259,84	253,19	257,09	264,11	256,88	250,02	242,32	240,19	239,65	246,65
Sobretasa	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.168,12	1.269,69
Precio Máximo en Planta de Abasto	6.725,62	6.912,06	6.912,21	7.111,66	7.111,53	7.111,25	7.260,92	7.261,18	7.311,26	7.311,34	7.311,37	7.543,58
Margen del distribuidor minorista	404,04	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16
Pérdida por evaporación	26,90	27,65	27,65	28,45	28,45	28,44	29,04	29,04	29,25	29,25	29,25	30,17
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	10,06	9,92	9,77	9,52	9,66	9,93	9,66	9,40	9,11	9,03	9,01	9,27
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	7.166,62	7.365,79	7.365,79	7.565,79	7.565,80	7.565,78	7.715,79	7.715,78	7.765,78	7.765,77	7.765,79	7.999,19

PRECIOS DE LA GASOLINA CORRIENTE MOTOR 2011
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.383,11	4.590,00	4.776,54									
IVA	562,44	482,92	482,92									
Impuesto Global	762,64	701,63	722,68									
Tarifa de marcación	5,56	6,15	6,15									
Tarifa estampilla de transporte	318,64	337,33	337,33									
Margen Plan de Continuidad	86,42	86,42	86,42									
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	6.118,81	6.204,45	6.412,04									
Margen al distribuidor mayorista	254,39	248,61	250,14									
Sobretasa	1.269,69	1.168,12	1.168,12									
Precio Máximo en Planta de Abasto	7.642,89	7.621,17	7.830,30									
Margen del distribuidor minorista	416,16	428,65	428,65									
Pérdida por evaporación	30,57	30,48	31,32									
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	9,56	9,35	9,40									
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	8.099,19	8.089,65	8.299,67									

Fuente: Minminas - UPME.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.
e/s: estaciones de servicio.

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	4.089,19	4.089,19	4.089,19	4.170,97	4.170,97	4.170,97	4.170,97	4.170,97
IVA	622,27	622,27	622,43	622,27	654,27	654,27	654,27	667,36	667,36	667,36	667,36	667,36
Impuesto Global	717,48	717,48	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77	749,77
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	260,67	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	280,59	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	5.778,92	5.778,92	5.778,92	5.873,79	5.873,79	5.873,79	5.873,79	5.873,79
Sobretasa	1.452,71	1.464,24	1.477,50	1.490,37	1.503,17	1.517,58	1.533,19	1.549,07	1.565,80	1.581,19	1.593,98	1.606,83
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	7.760,83	7.760,03	7.741,94	7.769,56	7.872,91	8.057,92	8.072,62	8.180,24	8.196,97	8.212,36	8.225,15	8.238,00

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2007
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.392,16	4.378,26	4.356,75	4.330,38	4.330,38	4.392,89	4.379,14	4.379,14	4.386,20	4.393,27	4.393,27	4.433,77
IVA	615,02	615,02	615,02	615,02	615,02	615,02	629,42	629,42	629,42	629,42	629,42	635,90
Impuesto Global	674,79	674,79	701,78	701,78	701,78	701,78	701,78	701,78	701,78	701,78	701,78	701,78
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	280,59	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91	291,91
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	5.967,66	5.964,97	5.970,45	5.944,09	5.944,09	6.006,59	6.007,24	6.007,24	6.014,30	6.021,37	6.021,37	6.068,35
Sobretasa	1.456,38	1.467,06	1.478,01	1.489,02	1.499,83	1.509,63	1.520,70	1.531,43	1.536,30	1.543,66	1.550,79	1.557,93
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	8.474,47	8.487,26	8.505,92	8.522,65	8.558,49	8.578,81	8.641,22	8.671,70	8.710,95	8.739,56	8.779,39	8.848,81

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2008
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.510,49	4.509,68	4.514,06	4.577,06	4.618,49	4.888,49	5.053,19	5.244,22	5.272,01	5.280,98	5.290,55	5.029,20
IVA	650,30	650,30	650,30	660,38	741,12	667,09	667,090	667,09	667,09	667,09	667,09	667,09
Impuesto Global	701,78	701,78	729,86	729,86	729,86	729,86	729,86	729,86	729,86	729,86	729,86	729,86
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	291,91	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11	304,11
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	6.159,48	6.132,02	6.203,43	6.276,51	6.398,67	6.594,64	6.759,35	6.950,38	6.978,17	6.987,14	6.996,71	6.735,36
Sobretasa	1.565,72	1.573,92	1.581,84	1.590,40	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	8.916,68	9.000,68	9.038,79	9.078,42	9.170,45	9.246,29	9.422,86	9.567,91	9.710,30	9.833,19	9.904,83	9.643,49

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2009
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.542,67	4.248,08	4.287,03	4.125,40	4.103,60	4.167,99	4.367,45	4.392,44	4.420,96	4.446,65	4.459,63	4.256,20
IVA	633,31	584,14	556,36	562,12	562,12	562,12	562,123	562,12	562,12	562,12	562,12	562,12
Impuesto Global	729,86	729,86	766,35	766,35	766,35	766,35	766,35	766,35	766,35	766,35	766,35	766,35
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10
Tarifa estampilla de transporte	307,12	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38	320,38
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	6.218,06	5.887,56	5.935,22	5.779,35	5.757,55	5.821,95	6.021,40	6.046,40	6.074,91	6.100,60	6.113,58	5.910,15
Sobretasa	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26	1.599,26
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	9.630,90	8.883,86	8.883,86	8.789,02	8.789,02	8.780,69	8.796,52	8.825,30	8.855,86	8.848,79	8.889,65	8.939,26

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2010
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.489,58	4.656,86	4.706,98	4.900,18	5.054,18	5.054,18	4.835,78	4.835,78	4.835,78	4.835,78	4.835,78	4.835,78
IVA	574,61	574,61	574,61	574,61	574,61	574,61	624,58	624,58	624,58	624,58	624,58	624,58
Impuesto Global	783,38	783,38	806,88	806,88	806,88	806,87	877,04	877,04	877,04	877,04	877,04	877,04
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10	6,15	6,15	6,15	5,56	5,56	5,56	5,56	5,56	5,56
Tarifa estampilla de transporte	318,97	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	327,51	318,64
Margen Plan de Continuidad	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	6.258,07	6.433,88	6.507,50	6.701,75	6.855,75	6.855,75	6.757,48	6.756,89	6.756,89	6.756,89	6.756,89	6.748,02
Sobretasa	1.634,80	1.634,80	1.634,80	1.634,80	1.634,80	1.634,80	1.634,80	1.776,95	1.776,95	1.776,95	1.776,95	1.776,95
Precio Máximo Incluida la Sobretasa (Promedio Observado en Bogotá)	8.992,07	9.162,40	9.186,37	9.308,36	9.396,04	9.483,02	9.552,45	9.595,00	9.619,94	9.615,77	9.621,87	9.712,65

PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA 2011
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.489,58	4.656,86	4.706,98									
IVA	574,61	574,61	574,61									
Impuesto Global	783,38	783,38	806,88									
Tarifa de marcación	5,10	5,10	5,10									
Tarifa estampilla de transporte	318,97	327,51	327,51									
Margen Plan de Continuidad	86,42	86,42	86,42									
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	6.258,07	6.433,88	6.507,50									
Sobretasa	1.634,80	1.634,80	1.634,80									
Precio Máximo Incluida la Sobretasa (Promedio Observado en Bogotá)	8.992,07	9.162,40	9.186,37									

Fuente: Minminas - UPME.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.
e/s: estaciones de servicio.

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 Máximo 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 del 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
Transporte planta 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

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	2.517,88	2.559,17	2.630,46	2.703,70	2.802,94	2.857,93	2.919,86	2.973,89
IVA	384,00	389,06	392,97	398,85	402,86	409,47	420,87	432,59	448,47	457,27	467,18	475,82
Impuesto Global	413,50	413,50	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11	432,11
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	260,67	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	3.461,64	3.510,09	3.557,06	3.599,70	3.628,76	3.676,66	3.759,35	3.844,31	3.959,43	4.023,22	4.095,06	4.157,73
Margen al distribuidor mayorista	182,20	182,00	180,55	180,69	186,26	192,24	202,13	202,49	190,63	191,80	189,72	182,97
Precio Máximo en Planta de Abasto	3.643,84	3.692,09	3.737,61	3.780,39	3.815,02	3.868,90	3.961,48	4.046,80	4.150,06	4.215,02	4.284,78	4.340,70
Margen del distribuidor minorista	273,29	273,00	270,83	271,03	279,39	288,36	303,19	303,73	285,95	287,71	284,59	274,45
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,39	11,38	11,28	11,29	11,64	12,02	12,63	12,66	11,91	11,99	11,86	11,44
Precio Máximo de Venta al Público	3.928,52	3.976,46	4.019,72	4.062,71	4.106,05	4.169,27	4.277,37	4.363,19	4.447,93	4.514,72	4.581,23	4.626,59
Sobretasa	216,63	219,04	221,31	223,69	226,12	228,63	231,33	234,48	237,91	241,52	245,47	249,17
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	4.145,15	4.195,51	4.241,03	4.286,40	4.332,17	4.397,91	4.508,63	4.597,67	4.685,84	4.756,24	4.826,69	4.875,76

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2007
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.005,14	3.015,31	3.048,50	3.092,18	3.151,65	3.180,34	3.230,18	3.251,68	3.232,29	3.212,74	3.283,04	3.337,88
IVA	480,82	482,45	487,76	494,75	504,26	508,85	516,83	520,27	517,17	514,04	525,29	534,06
Impuesto Global	432,11	432,11	449,39	449,39	449,39	449,39	449,39	449,39	449,39	449,39	449,39	449,39
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	272,41	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	4.193,98	4.216,67	4.272,45	4.323,12	4.392,10	4.425,38	4.483,20	4.508,14	4.485,64	4.462,97	4.544,51	4.608,13
Margen al distribuidor mayorista	181,37	189,62	200,59	198,92	193,65	182,55	172,37	175,20	193,37	213,15	210,61	224,36
Precio Máximo en Planta de Abasto	4.375,35	4.406,28	4.473,04	4.522,03	4.585,75	4.607,93	4.655,57	4.683,34	4.679,01	4.676,12	4.754,52	4.832,49
Margen del distribuidor minorista	272,05	267,70	267,46	265,22	258,20	295,00	335,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,34	11,15	11,14	11,05	10,76	10,14	9,58	9,73	9,73	10,66	10,00	10,20
Precio Máximo de Venta al Público	4.658,74	4.685,14	4.751,64	4.798,30	4.854,70	4.913,07	5.000,15	5.063,07	5.058,74	5.056,78	5.134,52	5.212,69
Sobretasa	252,88	256,48	259,99	263,62	267,27	270,98	274,05	276,51	280,38	282,80	285,05	287,22
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	4.911,62	4.941,62	5.011,63	5.061,92	5.121,97	5.184,05	5.274,20	5.339,58	5.339,12	5.339,58	5.419,57	5.499,91

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2008
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.416,01	3.441,46	3.478,78	3.531,02	3.603,05	3.705,99	3.795,99	3.856,68	3.890,03	3.922,96	3.892,16	3.882,12
IVA	546,56	550,63	556,60	564,96	576,49	576,49	576,49	576,49	576,49	576,49	576,49	576,49
Impuesto Global	449,39	449,39	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37	467,37
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	283,30	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	4.698,76	4.739,61	4.800,88	4.861,48	4.945,04	5.047,98	5.137,98	5.198,67	5.232,02	5.264,95	5.234,15	5.224,11
Margen al distribuidor mayorista	231,86	238,75	238,94	240,33	233,89	231,06	221,43	240,36	256,74	287,70	317,44	327,14
Precio Máximo en Planta de Abasto	4.930,62	4.978,36	5.039,82	5.101,81	5.178,93	5.279,04	5.359,41	5.439,03	5.488,76	5.552,65	5.551,59	5.551,25
Margen del distribuidor minorista	370,00	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80	384,80
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	10,08	9,95	9,56	9,24	9,00	8,89	8,52	8,9021	9,17	10,28	11,34	11,34
Precio Máximo de Venta al Público	5.310,70	5.373,11	5.434,18	5.495,85	5.572,73	5.672,73	5.752,73	5.832,73	5.882,73	5.947,73	5.947,73	5.947,39
Sobretasa	289,56	292,23	295,03	298,36	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	5.600,26	5.665,34	5.729,21	5.794,21	5.874,20	5.974,21	6.054,21	6.134,21	6.184,21	6.249,21	6.249,21	6.248,87

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2009
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3893,2	3863,1	3800,17	3805,59	3442,84	3.464,73	3.488,45	3.490,70	3.560,71	3.564,36	3.579,51	3.666,40
IVA	576,49	576,49	576,49	576,49	550,85	550,85	550,85	550,85	494,33	494,33	494,33	494,33
Impuesto Global	467,37	467,37	490,74	490,74	490,74	490,74	490,74	490,74	466,20	466,20	466,20	466,20
Tarifa de marcación	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,60	3,60	3,60	3,60
Tarifa estampilla de transporte	294,63	309,36	309,36	309,36	309,36	309,36	309,36	309,36	307,39	307,39	307,39	307,39
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	5.235,19	5.219,82	5.180,26	5.185,68	4.797,29	4.819,18	4.842,90	4.845,15	4.832,23	4.835,88	4.851,03	4.937,92
Margen al distribuidor mayorista	316,44	312,70	350,89	345,66	334,74	313,32	290,42	288,25	281,93	278,42	263,79	276,45
Precio Máximo en Planta de Abasto	5.551,63	5.532,52	5.531,15	5.531,34	5.131,75	5.132,51	5.133,32	5.133,40	5.114,16	5.114,30	5.114,81	5.214,37
Margen del distribuidor minorista	384,80	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04	404,04
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	11,30	11,17	12,53	12,35	11,94	11,19	10,37	10,29	10,07	10,07	9,42	9,87
Precio Máximo de Venta al Público	5.947,73	5.947,73	5.947,73	5.947,73	5.547,74	5.547,74	5.547,74	5.547,74	5.528,27	5.528,28	5.528,28	5.628,28
Sobretasa	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	6.249,21	6.249,21	6.249,20	6.249,21	5.849,22	5.849,22	5.849,22	5.849,22	5.829,75	5.829,76	5.829,76	5.929,76

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2010
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.674,55	3.763,38	3.752,85	3.958,96	3.953,72	3.945,06	4.101,95	4.108,42	4.315,41	4.316,91	4.367,82	4.571,20
IVA	494,33	494,33	494,33	494,33	494,33	494,33	494,33	494,33	470,65	470,65	470,65	470,65
Impuesto Global	466,20	466,20	480,19	480,19	480,19	480,19	480,19	480,19	470,08	470,08	470,08	470,08
Tarifa de marcación	3,60	3,60	3,60	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72	3,77	3,77	3,77	3,72
Tarifa estampilla de transporte	307,39	316,48	316,48	316,48	316,48	316,48	316,48	316,48	337,92	337,92	337,92	337,92
Margen Plan de Continuidad	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42	86,42
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	5.032,49	5.130,41	5.133,86	5.340,09	5.334,85	5.326,19	5.483,08	5.489,56	5.684,24	5.687,21	5.738,12	5.941,50
Margen al distribuidor mayorista	281,68	277,81	273,51	266,52	270,62	278,01	270,40	263,18	255,07	252,83	252,27	259,64
Precio Máximo en Planta de Abasto	5.314,17	5.408,21	5.407,37	5.606,61	5.605,47	5.604,20	5.753,48	5.752,74	5.939,32	5.940,04	5.990,39	6.201,13
Margen del distribuidor minorista	404,04	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16	416,16
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	10,06	9,92	9,77	9,52	9,66	9,93	9,66	9,40	9,11	9,03	9,01	9,27
Precio Máximo de Venta al Público	5.728,27	5.834,29	5.833,30	6.032,29	6.031,29	6.030,29	6.179,30	6.178,30	6.364,59	6.365,23	6.415,56	6.626,57
Sobretasa	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48	301,48
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	6.029,75	6.135,77	6.134,78	6.333,77	6.332,77	6.331,76	6.480,78	6.479,77	6.666,06	6.666,70	6.717,04	6.928,04

PRECIOS DEL DIESEL - ACPM 2011
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Ingreso al Productor	4.562,76	4.546,41	4.740,62				
IVA	470,65	470,65	470,65				
Impuesto Global	470,08	470,08	484,18				
Tarifa de marcación	5,23	5,23	5,23				
Tarifa estampilla de transporte	337,92	348,09	348,09				
Margen Plan de Continuidad	86,42	86,42	86,42				
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	5.933,05	5.926,88	6.135,20				
Margen al distribuidor mayorista	267,78	261,69	263,31				
Precio Máximo en Planta de Abasto	6.200,83	6.188,57	6.398,51				
Margen del distribuidor minorista	416,16	428,65	428,65				
Transporte planta abasto mayorista a e/s.	9,56	9,35	9,40				
Precio Máximo de Venta al Público	6.626,56	6.626,56	6.836,56				
Sobretasa	301,48	301,48	301,48				
Precio Máximo Incluida la Sobretasa	6.928,03	6.928,04	7.138,03				

Fuente: Minimas - UPME.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.
e/s: estaciones de servicio.

PRECIOS DEL KEROSENE 2005
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.305,31	4.305,31	4.305,31	4.305,31	4.486,17	4.486,17	4.626,17	4.637,28	5.017,44	5.749,13	6.904,10	6.213,69
IVA	688,85	688,85	688,85	688,85	717,79	717,79	740,19	741,96	802,79	919,86	1.104,66	994,19
Impuesto Global												
Tarifa 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	5.242,42	5.254,83	5.254,83	5.254,83	5.464,63	5.464,63	5.627,03	5.639,91	6.080,90	6.929,66	8.269,43	7.468,55

PRECIOS DEL KEROSENE 2006
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69	6.213,69
IVA	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19	994,19
Impuesto Global												
Tarifa de transporte	260,67	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41	272,41
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	7.468,55	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29	7.480,29

PRECIOS DEL KEROSENE 2007
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	6.213,69	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.592,32	5.760,09	5.760,09	6.336,10
IVA	994,19	894,77	894,77	894,77	894,77	894,77	894,77	894,77	894,77	921,61	921,61	1013,78
Impuesto Global												
Tarifa de transporte	272,41	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30	283,30
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	7.480,29	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.770,39	6.965,00	6.965,00	7.633,17

PRECIOS DEL KEROSENE 2008
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	6.336,10	6.336,10	6.336,10	6.336,10	6.336,10	6.583,14	6.587,24	7.040,84	5.969,52	6.918,16	6.918,16	4.438,93
IVA	1.013,78	1.013,78	1.013,78	1.013,78	1.013,78	1.053,30	1.053,96	1.126,53	955,12	1.106,91	1.106,91	710,23
Impuesto Global												
Tarifa de transporte	283,30	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63	294,63
Precio Máx al Distribuidor Mayorista	7.633,18	7.644,51	7.644,51	7.644,51	7.644,51	7.931,07	7.935,83	8.462,00	7.219,27	8.319,70	8.319,70	5.443,79

PRECIOS DEL KEROSENE 2009
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.117,39	3.837,68	3.180,43	3.075,72	3.075,72	3.289,90	3.768,50	3.768,50	3.823,12	3.488,28	3.631,76	3.925,00
IVA	498,78	614,03	508,87	492,12	492,12	526,38	602,96	602,96	611,70	558,12	581,08	628,00
Impuesto Global												
Tarifa de transporte	294,63	309,36	309,36	309,36	309,36	309,36	309,36	309,36	307,39	307,39	307,39	307,39
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	3.910,80	4.761,07	3.998,66	3.877,20	3.877,20	4.125,65	4.680,82	4.680,82	4.742,21	4.353,80	4.520,23	4.860,39

PRECIOS DEL KEROSENE 2010
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	3.956,57	4.155,47	3.891,41	4.011,50	4.353,35	4.129,43	3.989,91	3.796,52	3.829,88	3.794,77	4.063,44	4.305,62
IVA	633,05	664,88	622,63	641,84	696,54	660,71	638,39	607,44	612,78	607,16	650,15	688,90
Impuesto Global												
Tarifa de transporte	307,39	318,64	318,64	318,64	318,64	318,64	318,64	318,64	318,64	318,64	318,64	318,64
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	4.897,01	5.136,82	4.830,51	4.969,82	5.366,36	5.106,62	4.944,77	4.720,45	4.759,14	4.718,42	5.032,23	5.313,16

PRECIOS DEL KEROSENE 2011
Pesos Corrientes / Galón

Componentes del Precio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ingreso al Productor	4.680,18	4.860,27	5.333,88									
IVA	748,83	777,64	853,42									
Impuesto Global												
Tarifa de transporte	318,64	337,33	337,33									
Precio Máximo al Distribuidor Mayorista	5.747,65	5.975,24	6.524,63									

Fuente: Minminas - UPME.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.
e/s: estaciones de servicio.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	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
Bogotá	Promedio	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	5.772	5.772	5.925	6.016	6.109	6.174	6.225	6.245
	Máximo	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	5.915	5.915	6.076	6.165	6.260	6.327	6.375	6.400
	Mínimo	5.060	5.180	5.220	5.256	5.054	5.290	5.320	5.320	5.400	5.415	5.510	5.534	5.568	5.520	5.560	5.600	5.640	5.640	5.770	5.875	5.963	6.033	6.075	6.089
Medellín	Promedio	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	5.864	5.864	5.975	6.039	6.118	6.166	6.244	6.291
	Máximo	5.280	5.441	5.468	5.498	5.538	5.550	5.585	5.621	5.668	5.690	5.791	5.817	5.842	5.873	5.908	5.919	5.969	5.969	6.059	6.129	6.199	6.259	6.339	6.389
	Mínimo	5.150	5.270	5.300	5.300	5.350	5.360	5.380	5.420	5.449	5.492	5.593	5.617	5.617	5.346	5.380	5.730	5.750	5.750	5.850	5.929	5.990	6.040	6.100	6.155
Cali	Promedio	5.264	5.394	5.453	5.508	5.554	5.546	5.582	5.614	5.659	5.682	5.689	5.713	5.734	5.769	5.807	5.857	5.901	5.901	6.073	6.160	6.252	6.339	6.367	6.397
	Máximo	5.316	5.480	5.505	5.540	5.595	5.588	5.621	5.655	5.700	5.732	5.725	5.751	5.772	5.810	5.854	5.899	5.962	5.962	6.131	6.241	6.303	6.376	6.429	6.459
	Mínimo	5.170	5.305	5.384	5.461	5.505	5.455	5.486	5.488	5.533	5.546	5.598	5.567	5.617	5.619	5.663	5.702	5.793	5.793	5.946	6.032	6.126	6.254	6.223	6.241
Barranquilla	Promedio	5.216	5.317	5.337	5.343	5.426	5.455	5.472	5.498	5.528	5.564	5.643	5.693	5.721	5.747	5.785	5.827	5.834	5.834	5.909	5.978	6.085	6.129	6.187	6.240
	Máximo	5.300	5.424	5.410	5.440	5.554	5.564	5.605	5.638	5.688	5.713	5.820	5.845	5.875	5.900	5.935	5.950	5.970	5.970	6.062	6.108	6.188	6.238	6.310	6.365
	Mínimo	5.189	5.199	5.230	5.240	5.290	5.399	5.399	5.410	5.450	5.455	5.455	5.455	5.455	5.455	5.455	5.455	5.455	5.455	5.500	5.560	5.620	5.699	5.685	5.685
Bucaramanga	Promedio	5.164	5.283	5.328	5.355	5.382	5.393	5.421	5.444	5.463	5.498	5.590	5.640	5.661	5.705	5.728	5.728	5.743	5.743	5.871	5.978	5.990	6.053	6.117	6.160
	Máximo	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	5.781	5.820	5.820	5.933	5.700	6.049	6.100	6.172	6.223
	Mínimo	4.950	5.100	5.140	5.087	5.116	5.126	5.156	5.189	5.190	5.190	5.210	5.380	5.404	5.460	5.500	5.520	5.540	5.540	5.650	5.910	5.750	5.850	5.900	5.920
Pereira	Promedio	5.351	5.500	5.545	5.582	5.613	5.614	5.647	5.674	5.730	5.761	5.784	5.794	5.825	5.858	5.907	5.921	5.987	5.987	6.148	6.242	6.358	6.423	6.465	6.495
	Máximo	5.498	5.647	5.697	5.736	5.771	5.771	5.811	5.696	5.762	5.790	5.798	5.826	5.852	5.886	5.932	5.978	6.016	6.016	6.162	6.256	6.372	6.442	6.484	6.514
	Mínimo	5.310	5.462	5.505	5.505	5.535	5.535	5.565	5.610	5.613	5.679	5.720	5.740	5.770	5.820	5.862	5.862	5.930	5.930	6.115	6.210	6.298	6.298	6.434	6.434
Santa Marta	Promedio	5.173	5.334	5.384	5.420	5.457	5.480	5.503	5.543	5.591	5.610	5.694	5.742	5.770	5.796	5.858	5.879	5.909	5.909	6.113	6.270	6.194	6.304	6.387	6.430
	Máximo	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	6.050	6.050	6.270	5.990	6.370	6.450	6.550	6.599
	Mínimo	5.035	5.185	5.245	5.285	5.315	5.330	5.370	5.400	5.450	5.450	5.500	5.540	5.610	5.640	5.680	5.730	5.780	5.780	5.990	6.113	6.090	6.165	6.230	6.285
Pasto	Promedio	4.350	4.484	4.512	4.556	4.586	4.600	4.620	4.659	4.699	4.735	4.803	4.858	4.890	4.928	4.953	4.933	5.025	5.025	5.236	5.285	5.343	5.423	5.456	5.481
	Máximo	4.379	4.499	4.535	4.579	4.609	4.623	4.650	4.685	4.740	4.760	4.860	4.885	4.925	4.950	4.988	5.038	5.050	5.050	5.285	5.174	5.373	5.455	5.480	5.520
	Mínimo	4.329	4.450	4.469	4.515	4.525	4.580	4.590	4.620	4.640	4.675	4.720	4.800	4.329	4.900	4.931	4.940	4.994	4.994	5.174	5.236	5.245	5.345	5.410	5.450
Valledupar	Promedio	4.252	4.280	4.294	4.327	4.356	4.365	4.394	4.427	4.474	4.580	4.626	4.689	4.780	4.809	4.845	4.853	4.874	4.874	5.011	5.011	5.032	5.079	5.138	5.178
	Máximo	4.165	4.300	4.300	4.340	4.362	4.380	4.410	4.431	4.500	5.524	4.696	4.715	4.780	4.902	4.852	4.876	4.900	4.900	5.030	5.110	5.100	5.170	5.280	5.280
	Mínimo	4.130	4.270	4.280	4.300	4.340	4.350	4.367	4.420	4.460	4.460	4.488	4.665	4.780	4.780	4.802	4.802	4.853	4.853	4.970	4.970	4.890	5.051	5.070	5.070
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Riohacha	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Cartagena	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

FFuente: UPME.
Elaboro: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2007												2008											
		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	6.260	6.263	6.291	6.299	6.351	6.376	6.414	6.464	6.501	6.538	6.610	6.684	6.787	6.872	6.941	6.988	7.085	7.177	7.305	7.427	7.543	7.706	7.744	7.629
	Máximo	6.400	6.400	6.440	6.450	6.508	6.538	6.574	6.632	6.668	6.709	6.775	6.862	6.982	7.082	7.156	7.225	7.305	7.405	7.530	7.655	7.753	7.945	7.991	7.945
	Mínimo	6.100	6.100	6.128	6.138	6.208	6.208	6.259	6.320	6.320	6.320	6.450	6.580	6.580	6.645	6.710	6.775	6.855	6.920	7.080	7.150	7.300	7.314	7.344	7.300
Medellín	Promedio	6.409	6.326	6.378	6.419	6.474	6.530	6.576	6.627	6.675	6.718	6.778	6.859	6.961	7.042	7.104	7.161	7.234	7.324	7.462	7.582	7.649	7.734	7.748	7.691
	Máximo	6.176	6.429	6.499	6.539	6.609	6.669	6.739	6.799	6.849	6.885	6.967	7.048	7.151	7.210	7.274	7.344	7.429	7.538	7.673	7.798	7.910	7.990	7.990	7.930
	Mínimo	6.309	6.176	6.200	6.290	6.350	6.410	6.421	6.451	6.494	6.534	6.534	6.670	6.670	6.850	6.910	6.980	7.049	7.134	7.259	7.259	7.299	7.264	7.364	7.314
Cali	Promedio	6.489	6.428	6.461	6.476	6.538	6.564	6.605	6.661	6.708	6.750	6.835	6.925	7.027	7.112	7.158	7.228	7.299	7.378	7.531	7.651	7.752	7.951	7.970	7.503
	Máximo	6.329	6.489	6.533	6.556	6.623	6.614	6.675	6.745	6.785	6.849	6.925	7.015	7.105	7.200	7.236	7.304	7.384	7.488	7.639	7.742	7.845	8.088	8.088	7.559
	Mínimo	6.421	6.339	6.345	6.384	6.444	6.474	6.471	6.521	6.568	6.604	6.705	6.788	6.889	6.942	6.989	7.013	6.994	7.089	7.317	7.395	7.512	7.659	7.620	7.490
Barranquilla	Promedio	6.395	6.401	6.480	6.520	6.580	6.597	6.654	6.685	6.697	6.735	6.815	6.900	7.000	7.058	7.135	7.210	7.310	7.420	7.545	7.675	7.780	7.860	7.860	7.830
	Máximo	6.187	6.187	6.213	6.267	6.299	6.390	6.390	6.449	6.470	6.515	6.660	6.710	6.810	6.810	6.870	6.879	7.060	7.090	7.210	7.289	7.340	7.410	7.490	7.490
	Mínimo	6.160	6.194	6.244	6.288	6.361	6.361	6.414	6.466	6.502	6.541	6.614	6.667	6.761	6.879	6.960	7.024	7.117	7.234	7.351	7.456	7.558	7.724	7.730	7.630
Bucaramanga	Promedio	6.223	6.260	6.320	6.350	6.420	6.420	6.470	6.530	6.570	6.600	6.679	6.751	6.854	6.999	7.074	7.140	7.264	7.379	7.494	7.609	7.869	7.870	7.884	7.840
	Máximo	5.920	5.940	6.010	6.048	6.108	6.108	6.168	6.220	6.256	6.308	6.373	6.447	6.550	6.640	6.710	6.780	6.870	6.970	7.100	7.180	7.230	7.450	7.450	7.250
	Mínimo	6.495	6.511	6.543	6.561	6.619	6.627	6.670	6.710	6.737	6.774	6.850	6.923	6.971	7.084	7.144	7.208	7.254	7.344	7.503	7.630	7.789	7.857	8.004	7.839
Pereira	Máximo	6.514	6.530	6.568	6.576	6.642	6.649	6.695	6.752	6.764	6.805	6.870	6.942	7.042	7.106	7.170	7.236	7.315	7.422	7.545	7.760	7.823	7.888	8.030	7.870
	Mínimo	6.434	6.490	6.505	6.527	6.585	6.585	6.607	6.625	6.665	6.705	6.769	6.839	6.839	6.988	7.052	7.134	7.230	7.359	7.479	7.685	7.790	7.880	7.739	
	Promedio	6.430	6.522	6.622	6.628	6.700	6.734	6.763	6.815	6.850	6.885	6.947	7.057	7.160	7.238	7.324	7.372	7.452	7.572	7.687	7.865	7.952	8.045	8.043	8.046
Santa Marta	Máximo	6.599	6.649	6.710	6.760	6.800	6.800	6.860	6.870	6.960	6.970	7.050	7.130	7.249	7.315	7.382	7.470	7.545	7.670	7.820	7.980	8.060	8.170	8.170	8.170
	Mínimo	6.285	6.320	6.530	6.430	6.430	6.565	6.530	6.650	6.690	6.730	6.891	6.891	6.991	7.060	7.125	7.195	7.245	7.385	7.390	7.645	7.745	7.800	7.800	7.825
	Promedio	5.481	5.495	5.505	5.510	5.565	5.567	5.571	5.591	5.616	5.662	5.727	5.795	5.879	5.944	6.005	6.058	6.129	6.198	6.333	6.443	6.567	6.648	6.663	6.624
Pasto	Máximo	5.520	5.520	5.537	5.547	5.600	5.600	5.619	5.645	5.681	5.702	5.767	5.842	5.942	6.007	6.072	6.137	6.217	6.317	6.435	6.565	6.675	6.790	6.790	6.709
	Mínimo	5.450	5.474	5.480	5.480	5.530	5.540	5.540	5.550	5.550	5.590	5.655	5.724	5.793	5.860	5.920	5.995	6.049	6.080	6.215	6.340	6.429	6.449	6.499	6.550
	Promedio	5.178	5.233	5.260	5.289	5.355	5.383	5.407	5.454	5.474	5.497	5.583	5.649	5.725	5.786	5.817	5.890	5.958	6.033	6.160	6.283	6.380	6.464	6.473	6.457
Valledupar	Máximo	5.280	5.270	5.290	5.320	5.375	5.400	5.430	5.490	5.500	5.530	5.593	5.664	5.765	5.805	5.850	5.920	5.999	6.090	6.210	6.325	6.425	6.500	6.500	6.489
	Mínimo	5.070	5.185	5.185	5.220	5.300	5.360	5.385	5.420	5.410	5.440	5.570	5.570	5.570	5.740	5.740	5.870	5.890	5.939	6.030	6.160	6.290	6.390	6.410	6.410
	Promedio									6.851	6.896	6.958	7.039	7.139	7.200	7.260	7.317	7.392	7.500	7.627	7.754	7.864	8.017	8.043	7.893
Villavicencio	Máximo									6.895	6.935	7.005	7.069	7.165	7.226	7.291	7.361	7.441	7.541	7.719	7.849	7.960	8.149	8.149	7.999
	Mínimo									6.799	6.860	6.919	7.000	7.100	7.160	7.199	7.264	7.348	7.449	7.574	7.720	7.799	7.920	7.995	7.835
	Promedio	6.252	6.274	6.348	6.390	6.557	6.671	6.767	6.843	6.886	6.915	7.005	7.090	7.190	7.242	7.308	7.379	7.448	7.515	7.645	7.805	7.916	7.983	7.986	7.927
Neiva	Máximo	6.326	6.298	6.378	6.417	6.580	6.731	6.821	6.900	6.950	6.970	7.045	7.150	7.275	7.285	7.349	7.429	7.498	7.598	7.723	7.874	7.948	8.023	8.020	7.960
	Mínimo	6.176	6.220	6.280	6.325	6.480	6.545	6.610	6.730	6.815	6.845	6.971	7.061	7.150	7.211	7.282	7.359	7.359	7.439	7.561	7.720	7.874	7.936	7.950	7.900
	Promedio	6.253	6.279	6.318	6.331	6.410	6.443	6.491	6.551	6.583	6.625	6.693	6.754	6.864	6.935	7.001	7.067	7.151	7.240	7.352	7.501	7.606	7.801	7.801	7.631
Tunja	Máximo	6.290	6.310	6.370	6.410	6.465	6.495	6.520	6.560	6.595	6.645	6.710	6.784	6.882	6.951	7.015	7.080	7.160	7.260	7.390	7.510	7.620	7.815	7.815	7.670
	Mínimo	6.220	6.250	6.290	6.283	6.360	6.360	6.459	6.526					6.845	6.910	6.975	7.045	7.125	7.259	7.480	7.580	7.775	7.775	7.600	
	Promedio									3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200
Riohacha	Máximo																								
	Mínimo																								
	Promedio																								
Popayán	Máximo																								
	Mínimo																								
	Promedio																								
Cartagena	Máximo																								
	Mínimo																								
	Promedio																								

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2009												2010											
		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	7.600	7.601	7.601	7.584	7.222	7.168	7.164	7.171	7.165	7.163	7.168	7.232	7.273	7.460	7.461	7.582	7.629	7.631	7.762	7.774	7.809	7.820	7.821	7.985
	Máximo	7.885	7.867	7.867	7.799	7.799	7.383	7.383	7.383	7.370	7.380	7.380	7.490	7.610	7.690	7.690	7.890	7.890	7.890	8.040	8.040	8.040	8.080	8.080	8.290
	Mínimo	7.320	7.300	7.300	7.279	6.869	6.869	6.869	6.869	6.879	6.879	6.879	6.879	6.979	7.177	7.177	7.269	7.299	7.170	7.469	7.469	7.447	7.547	7.547	7.644
Medellín	Promedio	7.688	7.681	7.681	7.660	7.297	7.190	7.144	7.120	7.113	7.116	7.112	7.198	7.234	7.408	7.391	7.600	7.619	7.619	7.759	7.771	7.826	7.830	7.830	8.059
	Máximo	7.930	7.930	7.930	7.930	7.550	7.410	7.410	7.410	7.410	7.420	7.420	7.520	7.580	7.780	7.780	7.980	7.980	7.980	8.130	8.130	8.180	8.180	8.180	8.420
	Mínimo	7.319	7.115	7.115	7.324	6.998	6.934	6.935	6.934	6.889	6.889	6.899	6.949	7.099	7.154	7.154	7.244	7.434	7.424	7.579	7.579	7.629	7.629	7.629	7.864
Cali	Promedio	7.853	7.832	7.832	7.829	7.413	7.386	7.378	7.381	7.371	7.369	7.360	7.427	7.453	7.638	7.637	7.713	7.829	7.833	7.956	7.957	7.995	8.004	8.008	8.244
	Máximo	7.915	7.980	7.980	7.980	7.580	7.539	7.539	7.539	7.539	7.539	7.539	7.598	7.600	7.799	7.799	7.998	7.998	7.999	8.149	8.150	8.199	8.199	8.199	8.464
	Mínimo	7.530	7.499	7.499	7.508	7.079	7.099	7.149	7.089	7.099	7.099	7.098	7.098	7.145	7.399	7.399	7.399	7.549	7.549	7.619	7.629	7.679	7.699	7.729	7.939
Barranquilla	Promedio	7.713	7.713	7.713	7.676	7.268	7.244	7.222	7.222	7.218	7.224	7.229	7.298	7.311	7.518	7.529	7.543	7.686	7.690	7.753	7.827	7.854	7.886	7.896	8.049
	Máximo	7.800	7.790	7.790	7.799	7.400	7.400	7.400	7.400	7.400	7.400	7.400	7.500	7.500	7.700	7.700	7.850	7.870	7.870	7.990	7.999	8.050	8.050	8.050	8.230
	Mínimo	7.490	7.590	7.590	7.430	6.998	6.998	6.899	6.899	6.899	6.899	6.899	6.949	6.949	7.198	7.249	7.249	7.300	7.300	7.440	7.440	7.440	7.649	7.649	7.689
Bucaramanga	Promedio	7.621	7.633	7.633	7.635	7.225	7.222	7.224	7.213	7.213	7.213	7.214	7.300	7.390	7.535	7.530	7.719	7.694	7.714	7.934	7.950	7.989	7.993	7.976	8.084
	Máximo	7.750	7.780	7.780	7.780	7.467	7.467	7.467	7.467	7.467	7.467	7.467	7.500	7.599	7.767	7.767	7.967	7.967	7.967	8.140	8.207	8.257	8.257	8.257	8.367
	Mínimo	7.360	7.360	7.360	7.360	6.950	6.920	6.920	6.920	6.920	6.920	6.920	7.020	7.220	7.220	7.220	7.295	7.199	7.275	7.515	7.500	7.550	7.600	7.589	7.749
Pereira	Promedio	7.854	7.841	7.841	7.856	7.420	7.420	7.411	7.413	7.422	7.409	7.399	7.449	7.462	7.667	7.644	7.791	7.865	7.847	7.922	7.956	7.964	8.147	8.149	8.373
	Máximo	7.874	7.870	7.870	7.960	7.470	7.470	7.470	7.470	7.470	7.470	7.470	7.500	7.522	7.855	7.700	7.900	7.900	7.900	8.050	8.050	8.100	8.170	8.170	8.430
	Mínimo	7.810	7.739	7.739	7.739	7.199	7.199	7.049	7.139	7.229	7.229	7.239	7.269	7.329	7.464	7.464	7.464	7.719	7.699	7.639	7.639	7.474	8.079	8.079	8.160
Santa Marta	Promedio	8.027	8.003	8.003	8.006	7.560	7.496	7.497	7.494	7.499	7.501	7.501	7.545	7.572	7.789	7.795	7.921	7.968	7.962	8.107	8.125	8.142	8.173	8.177	8.360
	Máximo	8.170	8.103	8.103	8.100	7.600	7.590	7.590	7.590	7.590	7.590	7.590	7.680	7.680	7.900	7.900	8.030	8.065	8.065	8.215	8.298	8.298	8.298	8.298	8.480
	Mínimo	7.825	7.825	7.825	7.825	7.390	7.390	7.390	7.390	7.390	7.390	7.390	7.200	7.200	7.500	7.500	7.700	7.700	7.700	7.850	7.850	7.790	7.900	7.900	8.130
Pasto	Promedio	6.637	6.618	6.618	6.603	6.223	6.224	6.224	6.222	6.226	6.227	6.229	6.282	6.324	6.506	6.503	6.648	6.701	6.706	6.808	6.854	6.880	6.886	6.882	6.962
	Máximo	6.709	6.709	6.709	6.709	6.309	6.309	6.309	6.309	6.309	6.309	6.309	6.376	6.376	6.586	6.586	6.786	6.786	6.786	6.936	6.936	6.986	6.986	6.986	7.160
	Mínimo	6.550	6.530	6.530	6.530	6.180	6.180	6.180	6.180	6.180	6.180	6.180	6.195	6.270	6.440	6.440	6.480	6.620	6.600	6.690	6.740	6.740	6.740	6.740	6.840
Valledupar	Promedio	6.433	6.424	6.424	6.404	6.032	5.995	5.986	5.972	5.986	5.982	5.988	6.087	6.099	6.274	6.281	6.357	6.492	6.499	6.574	6.652	6.693	6.707	6.713	6.774
	Máximo	6.489	6.470	6.470	6.480	6.390	6.070	6.070	6.070	6.070	6.070	6.070	6.170	6.380	6.370	6.580	6.580	6.580	6.570	6.720	6.728	6.806	6.806	6.806	6.850
	Mínimo	6.400	6.400	6.400	6.350	5.950	5.950	5.890	5.780	5.890	5.890	5.890	5.995	6.050	6.200	6.200	6.200	6.296	6.300	6.450	6.510	6.510	6.560	6.560	6.680
Villavicencio	Promedio	7.882	7.882	7.882	7.882	7.488	7.486	7.482	7.482	7.483	7.478	7.486	7.540	7.588	7.788	7.788	7.976	7.980	7.980	8.136	8.133	8.196	8.195	8.195	8.432
	Máximo	7.999	7.999	7.999	7.999	7.599	7.599	7.599	7.599	7.599	7.599	7.599	7.699	7.769	7.999	7.999	8.199	8.199	8.199	8.349	8.349	8.399	8.399	8.399	8.659
	Mínimo	7.820	7.820	7.820	7.820	7.435	7.429	7.429	7.429	7.429	7.429	7.429	7.435	7.510	7.499	7.499	7.799	7.799	7.799	8.000	8.000	8.050	8.099	8.099	8.256
Neiva	Promedio	7.927	7.925	7.925	7.828	7.429	7.407	7.407	7.407	7.407	7.394	7.394	7.607	7.615	7.697	7.693	7.907	7.890	7.898	8.151	8.151	8.087	8.087	8.091	8.316
	Máximo	7.960	7.960	7.960	7.870	7.480	7.460	7.460	7.460	7.460	7.430	7.430	7.650	7.650	7.749	7.719	7.999	7.914	7.990	8.193	8.193	8.113	8.113	8.113	8.376
	Mínimo	7.900	7.900	7.900	7.790	7.350	7.370	7.370	7.370	7.350	7.350	7.350	7.469	7.549	7.600	7.600	7.800	7.800	7.800	8.069	8.069	8.000	8.000	8.050	8.238
Tunja	Promedio	7.620	7.620	7.620	7.633	7.225	7.225	7.225	7.226	7.236	7.227	7.227	7.305	7.348	7.544	7.547	7.743	7.748	7.748	7.887	7.913	7.913	7.913	7.916	8.104
	Máximo	7.640	7.640	7.640	7.650	7.240	7.240	7.240	7.240	7.240	7.240	7.240	7.340	7.452	7.647	7.647	7.842	7.842	7.842	7.992	7.992	7.940	7.940	7.940	8.190
	Mínimo	7.600	7.600	7.600	7.610	7.200	7.200	7.200	7.200	7.205	7.205	7.205	7.205	7.300	7.499	7.499	7.689	7.689	7.689	7.849	7.849	7.850	7.850	7.850	8.030
Riohacha	Promedio	4.000	4.022	4.022	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	3.850	3.850	3.650	3.650	3.600	3.600	3.700	3.100	3.100	3.156	3.198	3.200	3.150	3.200	3.189	3.400
	Máximo	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	3.850	3.850	3.650	3.650	3.600	3.600	3.700	3.100	3.100	3.144	3.180	3.200	3.150	3.250	3.400	3.400
	Mínimo	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	3.850	3.850	3.650	3.650	3.600	3.600	3.700	3.100	3.100	3.100	3.144	3.180	3.200	3.150	3.250	3.400
Popayán	Promedio	8.083	8.084	8.084	8.084	7.684	7.682	7.681	7.681	7.681	7.681	7.681	7.749	7.782	7.981	7.964	8.184	8.183	8.184	8.340	8.340	8.367	8.389	8.389	8.478
	Máximo	8.090	8.100	8.100	8.100	7.710	7.690	7.690	7.689	7.689	7.689	7.689	7.789	7.799	7.985	7.985	8.190	8.190	8.190	8.346	8.345	8.390	8.394	8.394	8.682
	Mínimo	8.080	8.080	8.080	8.080	7.679	7.679	7.674	7.674	7.668	7.674	7.674	7.680	7.774	7.974	7.880	8.174	8.174	8.175	8.330	8.330	8.335	8.380	8.380	8.380
Cartagena	Promedio				7.892	7.517	7.488	7.488	7.488	7.381	7.488	7.489	7.530	7.588	7.777	7.788	7.923	7.942	7.942	8.095	8.095	8.144	8.147	8.147	8.307
	Máximo				7.981	7.890	7.510	7.510	7.510	7.510	7.510	7.510	7.600	7.600	7.800	7.800	7.999	7.999	7.999	8.149	8.149	8.149	8.149	8.149	8.359
	Mínimo				7.860	7.460	7.460	7.460	7.460	7.460	7.460	7.460	7.460	7.570	7.570	7.750	7.750	7.790	7.900	7.900	8.050	8.050	8.110	8.110	8.272

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE LA GASOLINA CORRIENTE
PRINCIPALES CIUDADES**

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2011		
		Ene	Feb	Mar
Bogotá	Promedio	8.133	8.092	8.288
	Máximo	8.410	8.410	8.649
	Mínimo	7.899	6.754	6.754
Medellín	Promedio	8.148	8.164	8.371
	Máximo	8.490	8.520	8.730
	Mínimo	7.934	7.979	8.109
Cali	Promedio	8.310	8.338	8.534
	Máximo	8.553	8.582	8.798
	Mínimo	8.043	7.990	8.190
Barranquilla	Promedio	8.136	8.165	8.379
	Máximo	8.320	8.380	8.590
	Mínimo	7.779	7.700	7.950
Bucaramanga	Promedio	8.162	8.077	8.291
	Máximo	8.467	8.467	8.667
	Mínimo	7.849	7.388	7.388
Pereira	Promedio	8.460	7.199	8.693
	Máximo	8.535	8.505	8.750
	Mínimo	8.355	6.313	8.362
Santa Marta	Promedio	8.445	8.413	8.614
	Máximo	8.550	8.600	8.820
	Mínimo	8.230	6.776	6.776
Pasto	Promedio	7.081	7.048	7.280
	Máximo	7.269	7.269	7.476
	Mínimo	6.898	5.000	6.780
Valledupar	Promedio	6.866	6.823	7.032
	Máximo	6.999	7.141	7.340
	Mínimo	6.760	6.450	6.740
Villavicencio	Promedio	8.508	8.510	8.704
	Máximo	8.759	8.759	8.899
	Mínimo	8.360	8.239	8.469
Neiva	Promedio	8.381	8.413	8.618
	Máximo	8.476	8.529	8.740
	Mínimo	8.238	8.279	8.489
Tunja	Promedio	8.204	8.244	8.442
	Máximo	8.290	8.271	8.482
	Mínimo	8.130	8.115	8.115
Riohacha	Promedio	3.206	3.170	3.139
	Máximo	3.300	3.600	3.300
	Mínimo	3.150	2.907	2.907
Popayán	Promedio	8.762	8.749	8.938
	Máximo	8.795	8.795	8.995
	Mínimo	8.680	8.710	8.680
Cartagena	Promedio	8.409	8.337	8.552
	Máximo	8.459	8.550	8.760
	Mínimo	8.372	7.435	7.642

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	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
Bogotá	Promedio	6.883	6.961	6.990	7.012	7.094	7.147	7.180	7.213	7.345	7.501	7.651	7.728	7.761	7.760	7.742	7.645	7.873	7.873	8.073	8.180	8.302	8.366	8.407	8.427
	Máximo	7.050	7.150	7.140	7.140	7.165	7.302	7.379	7.465	7.692	7.820	7.957	7.972	7.990	7.995	8.047	7.740	8.277	8.277	8.355	8.549	8.665	8.707	8.751	8.807
	Mínimo	6.677	6.720	6.760	6.769	6.970	6.947	6.947	6.967	7.047	7.150	7.280	7.410	7.510	7.498	7.446	7.350	7.499	7.499	7.700	7.700	8.063	8.119	8.130	8.180
Medellín	Promedio	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	7.822	7.883	8.113	8.113	8.180	8.266	8.309	8.335	8.353	8.375
	Máximo	7.024	7.123	7.148	7.148	7.199	7.283	7.299	7.369	7.618	7.747	7.849	7.893	7.909	7.959	7.989	7.998	8.259	8.259	8.289	8.387	8.429	8.459	8.495	8.565
	Mínimo	6.800	6.840	6.850	6.889	6.960	6.990	7.019	7.019	7.019	7.350	7.350	7.599	7.180	7.254	7.150	7.749	7.936	7.936	7.990	8.100	8.150	8.199	8.199	8.220
Cali	Promedio	7.161	7.210	7.291	7.350	7.429	7.394	7.404	7.446	7.622	7.711	7.765	7.787	7.864	7.914	7.954	7.989	8.110	8.110	8.308	8.408	8.536	8.597	8.587	8.615
	Máximo	7.284	7.426	7.450	7.511	7.548	7.553	7.588	7.623	7.803	7.914	7.960	8.020	8.020	8.020	8.050	8.083	8.326	8.326	8.578	8.600	8.800	8.800	8.768	8.788
	Mínimo	6.881	6.928	7.150	7.150	7.305	7.192	7.202	7.270	7.395	7.514	7.339	7.349	7.589	7.612	7.752	7.814	7.814	7.814	7.874	8.054	8.175	8.029	8.090	8.080
Barranquilla	Promedio	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	7.912	7.912	7.993	8.136	8.136	8.134	8.157	8.196
	Máximo	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	7.780	8.030	8.030	8.070	8.182	8.445	8.220	8.250	8.265
	Mínimo	6.770	6.790	6.790	6.810	6.810	6.798	6.798	6.920	6.798	7.120	7.185	7.185	7.459	7.420	7.559	7.560	7.690	7.690	7.715	7.965	7.990	7.990	8.015	8.120
Bucaramanga	Promedio	6.755	6.772	6.800	6.809	6.909	6.946	6.962	6.985	7.165	7.336	7.469	7.516	7.551	7.588	7.632	7.645	7.844	7.844	7.997	8.015	8.089	8.117	8.166	8.202
	Máximo	6.820	6.820	6.820	6.850	6.950	6.990	6.990	7.060	7.320	7.446	7.570	7.600	7.670	7.700	7.720	7.740	7.960	7.960	7.994	8.110	8.200	8.200	8.286	8.311
	Mínimo	6.720	6.740	6.730	6.540	6.639	6.687	6.687	6.810	6.815	6.955	7.205	7.255	7.300	7.300	7.310	7.350	7.470	7.470	7.650	7.700	7.750	7.800	8.000	7.860
Pereira	Promedio	7.106	7.137	7.190	7.208	7.280	7.320	7.328	7.424	7.659	7.794	7.863	7.777	7.772	7.806	7.861	7.906	8.094	8.094	8.240	8.411	8.481	8.534	8.548	8.542
	Máximo	7.117	7.147	7.206	7.226	7.370	7.380	7.389	7.480	7.780	7.929	7.929	7.886	7.886	7.898	7.958	7.958	8.222	8.222	8.304	8.455	8.500	8.570	8.570	8.560
	Mínimo	7.050	7.085	7.142	7.150	7.200	7.200	7.200	7.300	7.300	7.600	7.700	7.570	7.620	7.620	7.810	7.810	7.810	7.810	7.910	8.230	8.450	8.450	8.500	8.500
Santa Marta	Promedio	6.720	6.819	6.887	6.957	7.006	7.066	7.143	7.202	7.292	7.401	7.499	7.584	7.594	7.674	7.724	7.773	7.786	7.786	8.090	8.263	8.326	8.381	8.413	8.430
	Máximo	6.990	6.999	6.790	7.070	7.198	7.199	7.696	7.696	7.580	7.720	7.869	7.886	7.940	7.900	7.999	8.050	8.050	8.490	8.500	8.500	8.550	8.550	8.595	8.608
	Mínimo	6.400	6.700	7.050	6.790	6.800	6.800	6.800	7.000	7.000	7.070	7.070	7.570	7.400	7.400	7.531	7.540	7.591	7.591	7.800	7.960	8.100	8.300	8.320	8.302
Pasto	Promedio	5.757	5.786	5.795	5.823	5.883	5.842	5.937	5.975	6.107	6.247	6.332	6.381	6.398	6.465	6.493	6.498	6.581	6.581	6.728	6.859	6.969	7.023	7.036	7.044
	Máximo	5.920	5.920	5.850	5.850	5.969	5.969	6.039	6.040	6.260	6.325	6.390	6.470	6.450	6.670	6.690	6.790	6.740	6.740	6.780	6.945	7.050	7.050	7.050	7.070
	Mínimo	5.665	5.699	5.720	5.750	5.790	5.850	5.870	5.905	5.954	6.190	6.223	6.273	6.355	6.380	6.400	6.409	6.445	6.445	6.680	6.740	6.945	6.975	7.000	7.020
Valledupar	Promedio	5.511	5.535	5.520	5.563	5.667	5.691	5.715	5.748	5.940	6.005	6.234	6.305	6.547	6.561	6.563	6.571	6.774	6.774	6.824	6.893	6.905	6.919	6.934	6.941
	Máximo	5.515	5.539	5.556	5.570	5.684	5.700	5.770	5.766	5.976	6.090	6.304	6.320	6.551	6.580	6.580	6.580	6.820	6.820	6.850	6.923	6.923	6.940	6.953	6.970
	Mínimo	5.503	5.531	5.520	5.540	5.540	5.680	5.694	5.690	5.680	5.680	5.976	6.300	6.540	6.561	6.560	6.560	6.580	6.580	6.800	6.824	6.820	6.857	6.900	6.900
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Cartagena	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2007												2008														
		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	8.474	8.487	8.506	8.523	8.558	8.579	8.461	8.672	8.711	8.740	8.779	8.849	8.917	9.001	9.039	9.078	9.170	9.246	9.423	9.568	9.710	9.833	9.905	9.759			
	Máximo	8.817	8.817	8.817	8.823	8.823	8.863	8.945	8.987	9.037	9.117	9.117	9.200	9.350	9.442	9.512	9.580	9.620	9.739	9.899	9.899	10.100	10.120	10.250	9.999			
	Mínimo	8.180	8.263	8.280	8.286	8.286	8.322	8.322	8.322	8.322	8.299	8.322	8.434	8.536	8.600	8.600	8.665	8.745	8.845	8.970	8.980	9.145	9.228	9.228	9.200			
Medellín	Promedio	8.439	8.507	8.524	8.577	8.622	8.730	8.746	8.769	8.797	8.819	8.831	8.879	8.988	9.087	9.096	9.147	9.201	9.403	9.693	9.803	9.870	9.911	9.918	9.669			
	Máximo	8.639	8.669	8.662	8.739	8.759	8.899	8.899	8.919	8.973	8.973	9.045	9.045	9.172	9.694	9.270	9.379	9.453	9.769	9.999	9.999	10.200	10.300	10.300	10.000			
	Mínimo	8.232	8.350	8.119	8.400	8.514	8.590	8.510	8.525	8.619	8.619	8.585	8.860	8.890	8.934	8.949	9.015	9.065	9.150	9.382	9.599	9.600	9.600	9.600	9.379			
Cali	Promedio	8.663	8.728	8.725	8.768	8.791	8.841	8.848	8.882	8.914	8.940	8.971	9.006	9.090	9.163	9.169	9.239	9.252	9.298	9.481	9.629	9.731	9.901	9.920	9.776			
	Máximo	8.805	8.849	8.849	8.850	8.910	8.945	8.990	9.050	9.090	9.160	9.210	9.210	9.262	9.310	9.307	9.500	9.500	9.500	9.737	9.999	9.928	9.999	9.999	10.200			
	Mínimo	8.090	8.565	8.166	8.640	8.679	8.679	8.679	8.679	8.679	8.810	8.810	8.837	8.900	9.040	8.900	9.099	9.100	9.115	9.164	9.280	9.415	9.515	9.515	9.305			
Barranquilla	Promedio	8.284	8.319	8.342	8.383	8.918	8.962	8.995	9.019	9.027	9.056	9.069	9.232	9.308	9.340	9.400	9.416	9.653	9.942	10.111	10.278	10.324	10.500	10.556	10.443			
	Máximo	8.395	8.415	8.460	8.480	8.480	9.030	9.080	9.075	9.085	9.119	9.189	9.300	9.402	9.439	9.490	9.505	9.805	10.140	10.510	10.400	10.500	10.650	10.650	10.650			
	Mínimo	8.147	8.180	8.193	8.250	8.300	8.800	8.879	8.889	8.889	8.990	8.990	9.000	9.180	9.250	9.250	9.390	9.550	9.950	9.999	10.100	10.200	10.200	10.280	10.130			
Bucaramanga	Promedio	8.345	8.370	8.413	8.439	8.474	8.474	8.500	8.515	8.542	8.542	8.565	8.613	8.751	8.784	8.852	8.933	9.049	9.228	9.343	9.508	9.577	9.678	9.905	9.497			
	Máximo	8.441	8.441	8.520	8.525	8.600	8.600	8.600	8.625	8.635	8.640	8.679	8.749	8.879	8.886	8.916	9.010	9.100	9.394	9.479	9.604	9.699	9.890	9.980	9.849			
	Mínimo	8.000	8.030	8.080	8.100	8.130	8.210	8.210	8.200	8.230	8.230	8.260	8.350	8.450	8.480	8.528	8.707	8.790	8.910	9.080	9.270	9.300	9.150	9.258	9.110			
Pereira	Promedio	8.542	8.641	8.650	8.675	8.732	8.750	8.764	8.778	8.806	8.812	8.856	8.862	8.862	9.011	9.034	9.110	9.146	9.198	9.650	9.827	9.876	9.888	10.025	9.832			
	Máximo	8.560	8.668	8.668	8.691	8.691	8.880	8.880	8.880	8.880	8.880	8.826	8.890	8.890	9.030	9.080	9.170	9.230	9.236	9.672	9.880	9.916	9.916	10.280	9.998			
	Mínimo	8.500	8.530	8.600	8.620	8.620	8.620	8.620	8.620	8.672	8.748	8.795	8.804	8.804	8.980	9.000	9.055	9.100	9.565	9.672	9.806	9.806	9.806	9.610	9.610			
Santa Marta	Promedio	8.509	8.567	8.678	8.677	9.146	9.329	9.373	9.385	9.405	9.437	9.464	9.619	9.689	9.745	9.807	9.814	9.926	10.078	10.406	10.613	10.516	10.689	10.744	10.706			
	Máximo	8.750	8.795	8.795	8.810	9.450	9.450	9.500	9.500	9.560	9.560	9.652	9.715	9.790	9.870	9.940	9.999	9.999	10.450	10.700	10.860	10.850	11.100	11.100	11.100			
	Mínimo	8.220	8.220	8.380	8.220	8.220	9.120	9.150	9.150	9.150	9.150	9.150	9.300	9.560	9.560	9.640	9.640	9.793	9.895	9.999	9.999	9.999	9.999	9.999	9.999			
Pasto	Promedio	7.068	7.123	7.137	7.145	7.176	7.202	7.222	7.238	7.252	7.281	7.323	7.362	7.445	7.498	7.540	7.588	7.687	7.759	8.040	8.239	8.340	8.409	8.463	8.356			
	Máximo	7.160	7.160	7.170	7.189	7.220	7.295	7.295	7.295	7.295	7.372	7.435	7.535	7.535	7.540	7.589	7.652	7.800	8.220	8.420	8.420	8.440	8.570	8.640	8.570			
	Mínimo	7.020	7.020	7.020	7.020	7.129	7.129	7.129	7.185	7.215	7.220	7.275	7.305	7.365	7.370	7.494	7.494	7.494	7.680	7.777	7.990	8.079	8.274	8.299	8.019			
Valledupar	Promedio	7.045	7.076	7.088	7.124	7.573	7.583	7.620	7.653	7.663	7.684	7.698	7.876	7.883	7.865	7.975	7.980	8.148	8.444	8.578	8.725	8.766	8.959	9.000	8.934			
	Máximo	7.080	7.151	7.151	7.224	7.638	7.654	7.670	7.689	7.695	7.735	7.789	7.931	7.976	8.066	8.080	8.100	8.251	8.740	8.800	8.842	8.842	9.074	9.074	9.074			
	Mínimo	6.940	6.990	6.990	7.080	7.500	7.590	7.615	7.620	7.640	7.640	7.810	7.810	7.680	7.166	7.909	7.860	8.050	8.030	8.199	8.400	8.650	8.760	8.880	8.708			
Villavicencio	Promedio												8.697	8.721	8.747	8.777	8.872	8.915	8.984	9.025	9.098	9.297	9.480	9.648	9.714	9.830	9.885	9.857
	Máximo												8.959	8.999	8.999	8.999	9.099	9.199	9.199	9.299	9.499	9.699	9.799	9.899	9.899	9.999	9.999	9.999
	Mínimo												8.570	8.610	8.650	8.650	8.790	8.910	8.940	8.940	8.940	9.240	9.390	9.490	9.540	9.540	9.540	9.540
Neiva	Promedio	8.357	8.406	8.474	8.520	8.596	8.652	8.737	8.803	8.826	8.849	8.877	8.927	9.009	9.034	9.088	9.141	9.199	9.245	9.544	9.695	9.775	9.890	9.918	9.579			
	Máximo	8.498	8.530	8.595	8.650	8.750	8.830	8.900	8.900	8.950	8.990	8.955	8.997	9.200	9.107	9.176	9.251	9.336	9.436	9.715	9.919	9.997	9.991	10.080	10.080			
	Mínimo	8.200	8.330	8.350	8.400	8.450	8.500	8.500	8.500	8.570	8.778	8.800	8.820	8.870	8.950	9.010	9.070	9.080	9.160	9.260	9.320	9.380	9.760	9.780	9.580			
Tunja	Promedio	8.347	8.405	8.417	8.484	8.508	8.535	8.618	8.627	8.625	8.664	8.684	8.718	8.759	8.821	8.921	8.943	9.266	8.958	9.032	9.131	9.436	9.476	9.476	9.600			
	Máximo	8.470	8.478	8.528	8.596	8.678	8.709	8.759	8.807	8.821	8.841	8.861	8.906	8.966	8.966	9.030	9.039	9.014	9.139	9.382	9.542	9.719	9.759	9.759	9.690			
	Mínimo	8.260	8.290	8.290	8.390	8.390	8.490	8.490	8.490	8.490	8.490	8.490	8.590	8.590	8.690	8.664	8.864	8.800	8.850	8.850	8.890	9.100	9.140	9.140	9.550			
Popayán	Promedio												9.005	9.024	9.025	9.070	9.169	9.203	9.253	9.303	9.360	9.409	9.793	9.892	10.186	10.190	10.014	
	Máximo												9.009	9.025	9.032	9.081	9.187	9.210	9.274	9.350	9.429	9.895	9.929	10.320	10.320	10.060		
	Mínimo												8.990	9.020	9.020	9.020	9.080	9.187	9.207	9.254	9.343	9.400	9.700	9.845	9.989	9.990	9.900	
Cartagena	Promedio																											
	Máximo																											
	Mínimo																											

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE GASOLINA EXTRA PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2009												2010											
		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	9.631	8.884	8.884	8.881	8.789	8.781	8.797	8.825	8.856	8.849	8.890	8.939	8.992	9.162	9.186	9.308	9.396	9.483	9.552	9.595	9.620	9.616	9.622	9.713
	Máximo	9.999	9.709	9.709	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864	9.864
	Mínimo	8.717	5.499	5.499	8.300	7.900	8.100	8.319	8.319	8.319	8.319	8.319	8.319	8.319	8.429	8.469	8.539	8.899	8.939	8.998	8.998	8.998	8.998	8.998	9.309
Medellín	Promedio	9.566	8.885	8.885	8.675	8.629	8.593	8.677	8.684	8.717	8.730	8.739	8.831	8.844	9.070	9.091	9.209	9.369	9.514	9.567	9.591	9.607	9.607	9.622	9.694
	Máximo	9.910	9.624	9.624	9.124	8.943	9.120	9.120	9.120	9.120	9.120	9.130	9.210	9.210	9.510	9.510	9.562	9.716	9.860	9.960	9.960	9.970	9.970	10.010	10.100
	Mínimo	9.034	8.550	8.550	8.485	8.150	8.390	8.390	8.120	8.445	8.469	8.469	8.549	8.549	8.845	8.845	8.710	9.029	9.199	9.199	9.199	9.326	9.299	9.339	9.396
Cali	Promedio	9.662	9.235	9.235	8.967	8.791	8.778	8.823	8.795	8.839	8.858	8.936	8.974	9.175	9.175	9.175	9.178	9.376	9.490	9.564	9.591	9.670	9.709	9.720	9.781
	Máximo	10.000	9.846	9.846	9.599	9.199	9.184	9.099	9.599	9.056	9.056	9.175	9.175	9.175	9.400	9.400	9.475	9.600	9.700	9.838	9.869	9.897	9.899	9.899	9.999
	Mínimo	8.910	8.850	8.850	8.608	8.379	8.495	8.375	8.375	8.375	8.500	8.600	8.608	8.608	8.800	8.800	8.800	8.990	8.990	9.150	9.150	9.382	9.382	9.549	9.550
Barranquilla	Promedio	10.227	9.389	9.389	8.630	8.547	8.532	8.558	8.606	8.666	8.673	8.673	8.767	8.819	9.045	9.084	9.088	9.355	9.434	9.488	9.551	9.533	9.533	9.539	9.609
	Máximo	10.650	10.799	10.799	9.950	8.880	8.880	8.880	8.880	8.880	8.880	8.880	8.980	8.980	9.180	9.380	9.400	9.390	9.790	9.790	9.990	9.990	9.990	9.990	9.990
	Mínimo	9.240	8.500	8.500	8.190	8.190	8.000	7.900	8.200	8.200	8.200	8.290	8.290	8.290	8.290	8.577	8.577	8.890	8.947	8.947	9.097	9.000	9.000	9.000	9.240
Bucaramanga	Promedio	9.481	8.339	8.339	8.593	8.404	8.449	8.415	8.509	8.545	8.575	8.644	8.673	8.821	9.003	8.950	9.170	9.240	9.299	9.492	9.519	9.549	9.552	9.552	9.608
	Máximo	9.849	9.370	9.370	9.370	8.650	9.615	8.650	8.800	8.800	8.800	8.615	8.909	9.615	9.615	9.199	9.454	9.454	9.544	9.699	9.699	9.699	9.699	9.699	9.765
	Mínimo	9.110	9.110	9.110	8.400	8.099	8.099	8.099	8.280	8.280	8.280	8.280	8.280	8.380	8.680	8.615	8.850	8.900	8.880	9.050	9.290	9.290	9.290	9.290	9.290
Pereira	Promedio	9.745	8.998	8.998	8.805	8.705	8.693	8.715	8.769	8.763	8.755	8.782	8.771	8.786	8.863	8.869	8.960	9.164	9.282	9.357	9.432	9.462	9.462	9.462	9.881
	Máximo	9.920	9.640	9.640	8.900	8.900	9.100	9.100	9.100	8.950	8.950	8.950	8.950	8.950	8.950	9.089	9.100	9.280	9.430	9.589	9.780	9.780	9.780	9.850	10.080
	Mínimo	9.610	8.690	8.690	8.750	8.438	8.430	8.430	8.659	8.599	8.599	8.599	8.599	8.600	8.650	8.650	8.990	8.990	9.180	9.180	9.180	9.180	9.180	9.180	9.739
Santa Marta	Promedio	10.537	9.808	9.808	9.553	9.073	8.903	8.886	8.847	8.858	8.862	8.862	8.926	8.972	9.163	9.168	9.247	9.342	9.530	9.588	9.614	9.616	9.616	9.616	9.693
	Máximo	10.900	10.800	10.800	9.900	9.650	9.400	9.100	9.010	8.998	8.998	8.998	9.060	9.160	9.415	9.415	9.539	9.700	9.790	9.800	9.800	9.800	9.800	9.800	9.997
	Mínimo	9.999	9.000	9.000	9.300	8.750	8.750	8.750	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.600	8.850	8.850	8.900	8.900	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.800
Pasto	Promedio	8.341	8.090	8.090	7.867	7.662	7.674	7.581	7.555	7.563	7.578	7.578	7.611	7.653	7.913	7.913	8.052	8.150	8.209	8.274	8.334	8.434	8.446	8.528	
	Máximo	8.450	8.450	8.450	7.960	7.960	7.960	7.960	7.840	7.740	7.740	7.740	7.769	7.794	7.994	7.994	8.195	8.195	8.359	8.469	8.499	8.599	8.599	8.830	
	Mínimo	8.169	7.220	7.220	7.459	7.279	7.299	7.299	7.299	7.445	7.445	7.445	7.445	7.445	7.759	7.759	7.818	8.009	8.125	8.150	8.260	8.350	8.330	8.300	
Valledupar	Promedio	8.845	8.139	8.139	7.031	7.001	6.996	7.036	7.065	7.145	7.199	7.153	7.316	7.348	7.615	7.519	7.598	7.980	8.066	8.176	8.178	8.183	8.188	8.223	8.264
	Máximo	9.052	9.000	9.000	7.160	7.100	7.100	7.200	7.293	7.340	7.293	7.293	7.486	7.576	7.790	7.761	7.961	8.279	8.270	8.299	8.299	8.310	8.310	8.348	8.550
	Mínimo	8.708	7.482	7.482	6.490	6.610	6.660	6.690	6.660	6.860	6.990	6.690	6.690	6.790	7.190	6.790	6.790	7.490	7.600	8.020	8.030	8.030	8.030	8.030	8.030
Villavicencio	Promedio	9.817	9.444	9.444	9.554	9.403	9.378	9.378	9.478	9.439	9.517	9.523	9.522	9.532	9.572	9.572	9.676	9.726	9.726	9.768	9.722	9.781	9.785	9.816	
	Máximo	9.999	9.890	9.890	9.850	9.700	9.700	9.700	9.700	9.700	9.700	9.700	9.799	9.799	9.799	9.799	9.999	9.999	9.999	9.999	9.999	9.999	9.999	9.999	
	Mínimo	9.290	7.499	7.499	8.830	8.650	8.650	8.650	8.760	8.999	9.399	9.269	9.249	9.349	9.349	9.349	9.349	9.349	9.349	9.349	9.349	9.349	9.399	9.399	
Neiva	Promedio	9.940	9.250	9.250	8.925	8.878	8.827	8.843	8.843	8.901	8.882	8.884	9.004	9.035	9.197	9.248	9.457	9.484	9.545	9.663	9.685	9.685	9.689	9.705	
	Máximo	9.940	9.940	9.940	9.244	9.244	9.244	9.244	9.244	9.244	9.244	9.244	9.361	9.361	9.441	9.441	9.635	9.635	9.750	9.844	9.844	9.864	9.864	9.874	
	Mínimo	8.850	8.850	8.850	8.790	8.610	8.620	8.620	8.620	8.620	8.620	8.620	8.800	8.819	8.819	9.100	9.189	9.189	9.189	9.385	9.500	9.500	9.500	9.540	
Tunja	Promedio	9.586	9.403	9.403	9.480	9.039	9.039	9.039	8.999	8.999	8.999	8.983	8.969	9.053	9.053	9.244	9.278	9.348	9.348	9.295	9.295	9.490	9.490	9.500	9.636
	Máximo	9.690	9.690	9.690	9.700	9.118	9.118	9.118	9.118	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.158	9.158	9.348	9.348	9.348	9.295	9.295	9.490	9.490	9.800	9.800
	Mínimo	9.518	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	8.998	8.998	8.998	8.998	8.948	8.908	9.000	9.000	9.190	9.190	9.190	9.190	9.190	9.500	9.500	9.509	
Popayán	Promedio	10.032	9.171	9.171	9.113	9.000	9.036	9.037	9.047	9.048	9.048	9.082	9.097	9.104	9.262	9.262	9.566	9.566	9.626	9.648	9.694	9.772	9.846	9.846	9.855
	Máximo	10.106	9.550	9.550	9.210	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160	9.950
	Mínimo	9.900	8.840	8.840	8.840	8.840	8.840	8.840	8.894	8.894	8.894	8.894	8.960	9.060	9.100	9.100	9.499	9.499	9.560	9.550	9.550	9.550	9.550	9.749	9.790
Cartagena	Promedio				8.630	8.607	8.606	8.581	8.823	8.806	8.909	8.889	8.930	9.013	9.245	9.258	9.380	9.524	9.640	9.635	9.677	9.702	9.701	9.697	9.793
	Máximo				8.890	8.850	8.850	8.640	9.599	9.000	9.150	9.150	9.150	9.190	9.350	9.350	9.600	9.600	9.780	9.800	9.800	9.800	9.850	9.850	9.920
	Mínimo				8.560	8.560	8.560	8.560	8.375	8.570	8.570	8.560	8.570	8.600	8.900	8.900	9.150	9.150	9.200	9.200	9.200	9.470	9.470	9.470	9.570

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DE GASOLINA EXTRA
PRINCIPALES CIUDADES**

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2011		
		Ene	Feb	Mar
Bogotá	Promedio	9.743	9.726	9.841
	Máximo	10.130	10.300	10.510
	Mínimo	9.309	9.347	9.399
Medellín	Promedio	9.736	9.594	9.809
	Máximo	10.100	10.100	10.230
	Mínimo	9.420	6.949	9.229
Cali	Promedio	9.804	9.794	9.892
	Máximo	9.999	9.999	10.100
	Mínimo	9.550	9.350	9.225
Barranquilla	Promedio	9.626	9.683	9.791
	Máximo	9.950	9.990	10.100
	Mínimo	9.240	9.190	9.320
Bucaramanga	Promedio	9.636	9.590	9.734
	Máximo	9.915	9.915	9.999
	Mínimo	9.290	8.899	9.089
Pereira	Promedio	9.934	8.463	9.966
	Máximo	9.999	8.540	10.100
	Mínimo	9.794	7.180	9.640
Santa Marta	Promedio	9.714	9.884	9.936
	Máximo	9.997	9.997	9.999
	Mínimo	8.900	9.650	9.674
Pasto	Promedio	8.528	8.501	8.696
	Máximo	8.830	8.521	8.859
	Mínimo	8.300	8.490	8.599
Valledupar	Promedio	8.280	8.231	8.328
	Máximo	8.350	8.350	8.350
	Mínimo	8.050	8.030	8.290
Villavicencio	Promedio	9.816	9.834	9.859
	Máximo	9.999	9.999	9.999
	Mínimo	9.390	9.230	9.390
Neiva	Promedio	9.707	9.624	9.817
	Máximo	9.874	9.994	9.999
	Mínimo	9.540	8.325	9.379
Tunja	Promedio	9.736	9.895	10.030
	Máximo	9.900	10.000	10.100
	Mínimo	9.609	9.790	9.990
Popayán	Promedio	9.854	10.024	10.030
	Máximo	9.950	10.200	10.300
	Mínimo	9.790	9.948	9.948
Cartagena	Promedio	9.794	9.762	9.908
	Máximo	9.920	10.090	10.220
	Mínimo	9.670	8.509	9.290

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	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
Bogotá	Promedio	3.635	3.719	3.745	3.780	3.813	3.811	3.840	3.872	3.921	3.945	4.039	4.091	4.152	4.192	4.239	4.288	4.341	4.507	4.507	4.605	4.695	4.761	4.843	4.896
	Máximo	3.699	3.788	3.815	3.845	3.875	3.890	3.912	3.942	3.992	4.014	4.170	4.170	4.230	4.280	4.330	4.380	4.430	4.599	4.599	4.690	4.799	4.847	4.950	5.015
	Mínimo	3.581	3.663	3.683	3.717	3.786	3.744	3.755	3.787	3.819	3.878	3.980	3.980	4.035	4.116	4.136	4.182	4.232	4.371	4.371	4.470	4.540	4.645	4.715	4.785
Medellín	Promedio	3.637	3.728	3.751	3.778	3.815	3.823	3.848	3.879	3.936	3.956	4.112	4.112	4.172	4.323	4.251	4.311	4.359	4.536	4.536	4.634	4.739	4.808	4.879	4.940
	Máximo	3.670	3.787	3.790	3.825	3.856	3.869	3.900	3.965	4.099	4.014	4.154	4.154	4.215	4.268	4.320	4.347	4.395	4.600	4.600	4.676	4.795	4.867	4.966	5.036
	Mínimo	3.595	3.679	3.700	3.700	3.750	3.764	3.780	3.810	3.939	3.910	4.065	4.065	4.117	4.117	4.171	4.276	4.280	4.337	4.337	4.599	4.688	4.758	4.800	4.868
Cali	Promedio	3.702	3.796	3.828	3.881	3.907	3.894	3.951	3.984	4.035	4.107	4.209	4.209	4.268	4.323	4.373	4.425	4.470	4.653	4.653	4.740	4.833	4.920	4.976	5.027
	Máximo	3.788	3.876	3.899	3.933	3.963	3.991	4.023	4.045	4.099	4.107	4.270	4.270	4.328	4.389	4.460	4.497	4.543	4.719	4.719	4.809	4.899	4.969	5.059	5.124
	Mínimo	3.638	3.729	3.790	3.790	3.830	3.841	3.888	3.889	3.939	3.951	4.094	4.094	4.148	4.197	4.230	4.303	4.391	4.582	4.582	4.660	4.749	4.855	4.811	4.830
Barranquilla	Promedio	3.502	3.554	3.591	3.590	3.633	3.667	3.702	3.712	3.742	3.780	3.953	3.953	4.013	4.092	4.123	4.172	4.220	4.315	4.315	4.418	4.563	4.609	4.678	4.733
	Máximo	3.555	3.620	3.645	3.630	3.689	3.725	3.770	3.775	3.820	3.856	4.040	3.770	4.035	4.150	4.170	4.225	4.275	4.435	4.435	4.530	4.675	4.740	4.785	4.845
	Mínimo	3.440	3.476	3.490	3.520	3.590	3.620	3.620	3.633	3.670	3.636	3.770	4.040	4.152	4.152	4.044	4.030	4.030	4.030	4.030	4.223	4.380	4.380	4.380	4.380
Bucaramanga	Promedio	3.644	3.726	3.732	3.765	3.792	3.798	3.825	3.854	3.885	3.908	3.850	4.066	4.106	4.156	4.194	4.228	4.271	4.441	4.441	4.486	4.640	4.712	4.798	4.837
	Máximo	3.668	3.750	3.770	3.804	3.820	3.832	3.862	3.892	3.941	3.961	4.113	4.113	4.170	4.219	4.264	4.303	4.350	4.527	4.527	4.616	4.726	4.796	4.869	4.929
	Mínimo	3.590	3.670	3.500	3.550	3.570	3.570	3.600	3.650	3.610	3.610	3.850	3.850	3.880	3.895	3.910	3.950	3.970	4.130	4.130	4.180	4.360	4.450	4.540	4.600
Pereira	Promedio	3.772	3.871	3.896	3.929	3.952	3.962	3.980	4.019	4.065	4.098	4.237	4.237	4.305	4.363	4.422	4.475	4.524	4.680	4.680	4.789	4.910	4.978	5.054	5.119
	Máximo	3.860	3.961	3.990	4.034	3.999	4.034	4.054	4.038	4.088	4.118	4.288	4.288	4.352	4.408	4.460	4.510	4.552	4.704	4.704	4.807	4.926	4.999	5.077	5.134
	Mínimo	3.733	3.830	3.857	3.857	3.884	3.884	3.904	3.960	3.975	4.041	4.153	4.153	4.210	4.300	4.355	4.398	4.430	4.627	4.627	4.730	4.838	4.838	4.989	5.048
Santa Marta	Promedio	3.520	3.639	3.661	3.718	3.739	3.767	3.756	3.846	3.893	3.884	4.039	4.039	4.091	4.133	4.211	4.227	4.295	4.422	4.422	4.574	4.627	4.747	4.831	4.867
	Máximo	3.600	3.780	3.800	3.860	3.950	3.970	4.020	4.060	4.110	4.130	4.290	4.290	4.350	4.410	4.480	4.500	4.530	4.780	4.780	4.870	4.900	5.030	5.090	5.100
	Mínimo	3.421	3.510	3.510	3.930	3.590	3.605	3.372	3.700	3.700	3.750	3.850	3.850	3.900	3.900	4.100	3.900	4.100	4.150	4.150	4.440	4.530	4.580	4.680	4.680
Pasto	Promedio	3.150	3.238	3.259	3.294	3.319	3.328	3.344	3.387	3.417	3.417	3.603	3.603	3.674	3.731	3.756	3.794	3.832	3.949	3.949	4.039	4.153	4.217	4.274	4.327
	Máximo	3.200	3.250	3.280	3.319	3.349	3.360	3.389	3.490	3.473	3.473	3.643	3.643	3.735	3.731	3.798	3.838	3.883	3.988	3.988	4.088	4.176	4.250	4.365	4.370
	Mínimo	3.130	3.215	3.229	3.260	3.265	3.299	3.315	3.343	3.355	3.355	3.520	3.520	3.570	3.775	3.710	3.725	3.760	3.865	3.865	3.956	4.057	4.145	4.206	4.250
Valledupar	Promedio	2.955	3.031	3.039	3.064	3.090	3.100	3.122	3.149	3.195	3.195	3.331	3.331	3.440	3.511	3.557	3.618	3.643	3.716	3.716	3.789	3.860	3.940	4.009	4.048
	Máximo	2.958	3.040	3.058	3.070	3.091	3.110	3.160	3.190	3.240	3.357	3.357	3.440	3.440	3.608	3.563	3.640	3.680	3.750	3.750	3.850	3.920	3.980	4.050	4.100
	Mínimo	2.952	3.020	3.030	3.050	3.090	3.108	3.140	3.180	3.180	3.180	3.306	3.306	3.440	3.440	3.508	3.560	3.588	3.600	3.600	3.650	3.750	3.900	3.950	3.950
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Neiva	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Tunjá	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Riohacha	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Popayán	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Cartagena	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2007												2008												
		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	4.937	4.958	5.036	5.079	5.157	5.205	5.280	5.344	5.355	5.361	5.430	5.510	5.611	5.698	5.764	5.817	5.900	9.246	6.086	6.164	6.229	6.291	6.307	6.311	
	Máximo	5.050	5.080	5.155	5.210	5.250	5.305	5.382	5.445	5.445	5.535	5.525	5.610	5.610	5.965	5.965	5.971	6.051	9.739	6.251	6.351	6.431	6.531	6.530	6.530	
	Mínimo	4.820	4.851	4.921	4.958	5.031	5.093	5.154	5.200	5.237	5.199	5.250	5.330	5.330	5.530	5.530	5.530	5.659	5.740	8.845	5.920	6.000	6.050	6.100	6.114	6.115
Medellín	Promedio	4.965	4.998	5.069	5.118	5.183	5.234	5.320	5.384	5.401	5.405	5.479	5.560	5.644	5.730	5.800	5.861	5.930	9.403	6.129	6.215	6.252	6.317	6.331	6.342	
	Máximo	5.056	5.069	5.180	5.198	5.268	5.331	5.404	5.470	5.571	5.576	5.667	5.752	5.752	5.920	5.984	6.052	6.138	9.609	6.350	6.435	6.500	6.570	6.570	6.668	
	Mínimo	4.756	4.920	4.970	5.025	5.099	5.159	5.226	5.280	5.280	5.280	5.360	5.441	5.441	5.616	5.686	5.750	5.801	9.065	5.984	6.100	6.100	6.100	6.079	6.079	
Cali	Promedio	5.084	5.115	5.181	5.244	5.322	5.384	5.465	5.527	5.542	5.545	5.623	5.712	5.815	5.895	5.947	6.014	6.069	9.298	6.313	6.345	6.403	6.470	6.472	6.307	
	Máximo	5.174	5.206	5.288	5.358	5.436	5.501	5.576	5.656	5.666	5.676	5.761	5.836	5.836	6.012	6.116	6.192	6.272	9.500	7.074	6.473	6.523	6.580	6.580	6.409	
	Mínimo	5.040	5.070	5.078	5.149	5.230	5.230	5.337	5.338	5.400	5.400	5.449	5.609	5.609	5.794	5.813	5.814	5.864	9.115	6.134	6.154	6.259	6.334	6.350	6.300	
Barranquilla	Promedio	4.801	4.837	4.901	4.969	5.051	5.081	5.135	5.177	5.200	5.206	5.270	5.352	5.432	5.517	5.596	5.660	5.748	9.942	5.950	6.051	6.123	6.209	6.232	6.238	
	Máximo	4.920	4.925	5.020	5.050	5.185	5.185	5.280	5.280	5.280	5.280	5.360	5.450	5.450	5.625	5.760	5.840	5.940	10.140	6.130	6.225	6.277	6.350	6.350	6.350	
	Mínimo	4.640	4.657	4.713	4.867	4.889	4.999	4.999	4.999	4.999	4.999	5.099	5.130	5.130	5.230	5.230	5.335	5.339	5.447	9.550	5.999	5.679	5.769	5.840	5.920	5.920
Bucaramanga	Promedio	4.899	4.923	4.982	5.031	5.101	5.158	5.257	5.322	5.314	5.318	5.412	5.474	5.570	5.640	5.735	5.774	5.845	9.228	6.038	6.125	6.176	6.246	6.267	6.294	
	Máximo	4.965	4.995	5.066	5.119	5.189	5.251	5.342	5.407	5.407	5.407	5.487	5.570	5.570	5.729	5.799	5.864	5.954	9.394	6.154	6.234	6.299	6.380	6.380	6.739	
	Mínimo	4.680	4.700	4.700	4.750	4.880	4.880	4.950	5.115	5.115	5.115	5.190	5.260	5.260	5.420	5.495	5.560	5.650	8.910	5.850	5.939	5.940	5.809	3.070	6.070	
Pereira	Promedio	5.135	5.194	5.268	5.333	5.398	5.422	5.485	5.547	5.554	5.555	5.646	5.729	5.777	5.899	5.946	6.021	6.058	9.198	6.291	6.392	6.473	6.522	6.540	6.539	
	Máximo	5.177	5.215	5.293	5.352	5.420	5.450	5.534	5.599	5.599	5.599	5.679	5.762	5.762	5.995	5.989	6.055	6.134	9.236	6.316	6.436	6.499	6.585	6.570	6.570	
	Mínimo	5.048	5.135	5.205	5.255	5.310	5.310	5.370	5.390	5.390	5.390	5.470	5.550	5.550	5.695	5.758	5.758	5.898	9.100	6.160	6.240	6.380	6.440	6.440	6.440	
Santa Marta	Promedio	4.911	4.967	5.050	5.101	5.164	5.197	5.244	5.295	5.319	5.315	5.386	5.440	5.548	5.604	5.704	5.750	5.832	10.078	6.034	6.161	6.199	6.261	6.264	6.285	
	Máximo	4.680	4.840	4.900	4.960	5.000	5.000	5.000	5.140	5.200	5.190	5.250	5.240	5.240	5.450	5.450	5.550	5.550	9.895	5.740	5.940	5.940	6.050	6.050	6.110	
	Mínimo	4.354	4.390	4.440	4.485	4.560	4.570	4.585	4.632	4.642	4.648	4.708	4.784	4.870	4.938	4.993	5.051	5.118	7.759	5.295	5.372	5.446	5.495	5.517	5.531	
Pasto	Promedio	4.420	4.432	4.499	4.556	4.616	4.637	4.660	4.685	4.685	4.685	4.754	4.827	4.827	4.992	4.992	5.056	5.121	5.201	7.800	5.380	5.433	5.488	5.560	5.560	
	Máximo	4.290	4.350	4.370	4.410	4.529	4.529	4.529	4.591	4.600	4.600	4.647	4.700	4.700	4.870	4.870	4.910	4.990	5.050	7.680	5.199	5.295	5.379	5.279	5.515	
	Mínimo	4.112	4.125	4.162	4.197	4.273	4.301	4.346	4.395	4.397	4.401	4.474	4.555	4.670	4.755	4.771	4.812	4.920	8.444	5.101	5.180	5.224	5.297	5.297	5.298	
Valledupar	Promedio	4.150	4.170	4.222	4.270	4.325	4.360	4.390	4.446	4.450	4.451	4.521	4.592	4.592	4.810	4.850	4.860	4.970	8.740	5.190	5.250	5.300	5.363	5.363	5.363	
	Máximo	4.040	4.070	4.050	4.100	4.240	4.240	4.280	4.320	4.330	4.330	4.400	4.470	4.470	4.670	4.720	4.760	4.820	8.030	4.999	5.089	5.150	5.190	5.225	5.250	
	Mínimo																									
Villavicencio	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									
Neiva	Promedio	4.993	5.026	5.119	5.175	5.341	5.453	5.573	5.651	5.667	5.672	5.756	5.840	5.940	5.987	6.055	6.128	6.199	9.245	6.378	6.473	6.523	6.581	6.587	6.587	
	Máximo	5.020	5.050	5.140	5.200	5.358	5.518	5.634	5.702	5.750	5.785	5.885	5.820	5.885	6.086	6.130	6.169	6.254	9.436	6.434	6.514	6.564	6.629	6.630	6.630	
	Mínimo	4.932	4.970	5.043	5.100	5.250	5.315	5.405	5.540	5.590	5.640	5.739	5.820	5.820	5.885	5.954	6.110	6.118	9.160	6.309	6.444	6.484	6.550	6.560	6.560	
Tunja	Promedio	4.952	4.995	5.057	5.101	5.193	5.250	5.373	5.438	5.437	5.437	5.517	5.577	5.693	5.775	5.839	5.899	5.981	8.958	6.150	6.246	6.296	6.361	6.361	6.355	
	Máximo	4.966	5.029	5.065	5.115	5.205	5.295	5.385	5.450	5.450	5.450	5.530	5.610	5.610	5.775	5.913	5.913	5.994	9.139	6.190	6.270	6.320	6.385	6.385	6.360	
	Mínimo	4.919	4.970	5.040	5.069	5.170	5.170	5.352	5.422	5.422	5.422	5.502	5.445	5.445	5.445	5.747	5.803	5.880	5.960	8.850	6.079	6.230	6.280	6.345	6.345	
Riohacha	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									
Popayán	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									
Cartagena	Promedio																									
	Máximo																									
	Mínimo																									

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2009												2010											
		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	6.307	6.308	6.302	6.302	5.969	5.906	5.900	5.899	5.899	6.130	5.897	5.968	6.065	6.196	6.195	6.312	6.374	6.381	6.500	6.513	6.653	6.693	6.708	6.893
	Máximo	6.530	6.530	6.530	6.530	6.460	6.200	6.130	6.130	6.130	6.130	6.130	6.250	6.350	6.470	6.470	6.690	6.690	6.900	6.900	6.900	7.030	7.030	7.030	7.640
	Mínimo	5.920	6.065	6.065	6.065	5.665	5.665	5.665	5.665	5.665	5.665	5.665	5.665	5.865	5.971	5.971	6.037	6.180	6.239	6.239	6.239	6.389	6.474	6.499	6.240
Medellín	Promedio	6.327	6.632	6.632	6.328	5.944	5.929	5.926	5.934	5.941	6.170	5.925	6.021	6.110	6.248	6.247	6.430	6.440	6.444	6.590	6.602	6.749	6.799	6.829	7.045
	Máximo	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079	6.079
	Mínimo	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570	6.570
Cali	Promedio	6.524	6.518	6.518	6.520	6.111	6.104	6.106	6.102	6.102	6.102	6.086	6.158	6.237	6.388	6.384	6.465	6.579	6.713	6.716	6.848	6.873	6.898	7.100	
	Máximo	6.575	6.590	6.590	6.607	6.207	6.207	6.207	6.207	6.207	6.207	6.207	6.296	6.396	6.506	6.506	6.706	6.706	6.856	6.856	7.023	7.043	7.043	7.284	
	Mínimo	6.360	6.350	6.350	6.289	5.889	5.889	5.889	5.889	5.889	5.889	6.101	5.889	5.900	6.195	6.195	6.374	6.348	6.409	6.429	6.594	6.594	6.659	6.810	
Barranquilla	Promedio	6.232	6.234	6.234	6.203	5.824	5.808	5.803	5.793	5.794	5.950	5.794	5.855	5.924	6.106	6.113	6.125	6.318	6.323	6.386	6.471	6.532	6.583	6.612	6.838
	Máximo	6.350	6.390	6.390	6.350	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	5.950	6.050	6.180	6.280	6.280	6.360	6.480	6.480	6.630	6.660	6.780	6.780	6.790	7.040
	Mínimo	5.920	5.920	5.920	5.920	5.520	5.520	5.520	5.520	5.520	5.520	5.520	5.530	5.580	5.750	5.750	5.750	5.899	5.899	5.899	6.059	6.059	6.190	6.375	6.881
Bucaramanga	Promedio	6.280	6.255	6.255	6.268	5.872	5.859	5.848	5.848	5.845	6.000	5.845	5.931	6.065	6.174	6.151	6.357	6.367	6.357	6.481	6.509	6.633	6.636	6.641	6.881
	Máximo	6.526	6.380	6.380	6.390	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.100	6.239	6.339	6.339	6.539	6.539	6.539	6.689	6.689	6.839	6.839	6.840	7.089
	Mínimo	6.070	5.991	5.991	6.070	5.670	5.630	5.630	5.630	5.630	5.630	5.630	5.690	5.730	5.830	5.790	6.030	6.030	6.180	6.170	6.300	6.350	6.350	6.610	6.610
Pereira	Promedio	6.541	6.538	6.538	6.537	6.113	6.113	6.114	6.115	6.116	6.170	6.116	6.163	6.224	6.368	6.357	6.507	6.565	6.527	6.637	6.681	6.765	6.911	6.946	7.172
	Máximo	6.570	6.565	6.565	6.565	6.165	6.165	6.165	6.165	6.165	6.165	6.165	6.250	6.340	6.420	6.420	6.620	6.649	6.620	6.750	6.750	6.920	6.965	7.010	7.390
	Mínimo	6.470	6.440	6.440	6.440	5.850	5.899	5.899	5.919	5.919	5.919	5.949	6.009	6.009	6.199	6.199	6.320	6.424	6.220	6.299	6.469	6.605	6.699	6.950	6.950
Santa Marta	Promedio	6.292	6.278	6.278	6.278	5.887	5.869	5.882	5.882	5.884	5.990	5.885	5.936	6.001	6.127	6.136	6.278	6.346	6.343	6.485	6.505	6.576	6.630	6.645	6.921
	Máximo	6.390	6.390	6.390	6.500	6.110	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	6.094	6.199	6.299	6.299	6.494	6.494	6.444	6.749	6.749	6.774	6.774	7.044	7.044
	Mínimo	6.130	6.110	6.110	6.110	5.780	5.710	5.710	5.665	5.665	5.665	5.665	5.665	5.700	5.900	5.950	5.950	6.150	6.150	6.280	6.280	6.400	6.400	6.400	6.765
Pasto	Promedio	5.540	5.535	5.535	5.529	5.201	5.216	5.216	5.221	5.221	5.300	5.224	5.281	5.371	5.510	5.510	5.653	5.710	4.987	4.881	4.885	4.974	5.012	5.053	5.105
	Máximo	5.585	5.585	5.585	5.590	5.290	5.299	5.299	5.306	5.306	5.306	5.306	5.399	5.499	5.599	5.599	5.828	5.828	5.710	5.065	5.065	5.195	5.415	5.300	5.399
	Mínimo	5.515	5.508	5.508	5.450	5.100	5.100	5.100	5.100	5.100	5.100	5.100	5.180	5.210	5.410	5.410	5.410	5.590	4.724	4.724	4.820	4.820	4.820	4.830	4.930
Valledupar	Promedio	5.301	5.297	5.297	5.284	4.923	4.889	4.902	4.898	4.897	4.993	4.926	5.058	5.121	5.259	5.265	5.321	5.443	5.454	5.544	5.631	5.701	5.753	5.755	5.963
	Máximo	5.363	5.379	5.379	5.360	5.270	4.960	4.993	4.993	4.993	4.993	4.830	4.993	5.120	5.220	5.310	5.310	5.500	5.499	5.499	5.654	5.750	5.800	5.840	6.090
	Mínimo	5.250	5.232	5.232	5.230	4.830	4.830	4.830	4.830	4.830	4.830	4.830	4.830	4.830	5.020	5.140	5.190	5.300	5.300	5.380	5.444	5.480	5.610	5.610	5.760
Villavicencio	Promedio	6.516	6.518	6.518	6.518	6.122	6.112	6.112	6.112	6.108	6.199	6.106	6.154	6.256	6.361	6.361	6.560	6.575	6.575	6.680	6.692	6.864	6.897	6.908	7.149
	Máximo	6.578	6.578	6.578	6.578	6.199	6.199	6.199	6.199	6.178	5.998	6.199	6.299	6.399	6.499	6.499	6.708	6.708	6.873	6.883	7.062	7.062	7.062	7.062	7.375
	Mínimo	6.399	6.399	6.399	6.399	5.999	5.998	5.998	5.998	5.998	6.115	5.899	5.899	6.099	6.119	6.119	6.294	6.299	6.299	6.449	6.449	6.599	6.599	6.599	6.879
Neiva	Promedio	6.588	6.585	6.585	6.576	6.173	6.172	6.172	6.172	6.170	6.230	6.170	6.265	6.364	6.474	6.472	6.676	6.676	6.826	6.826	6.978	6.978	7.013	7.231	
	Máximo	6.630	6.630	6.630	6.630	6.230	6.230	6.230	6.230	6.230	6.230	6.230	6.343	6.443	6.537	6.537	6.737	6.737	6.887	6.887	7.020	7.020	7.070	7.285	
	Mínimo	6.570	6.560	6.560	6.550	6.140	6.140	6.140	6.140	6.140	6.140	6.140	6.140	6.259	6.400	6.400	6.600	6.600	6.750	6.750	6.909	6.909	6.909	7.144	
Tunja	Promedio	6.358	6.358	6.358	6.368	5.963	5.962	5.962	5.966	5.962	6.170	5.962	6.041	6.141	6.260	6.265	6.453	6.453	6.579	6.619	6.791	6.791	6.791	7.008	
	Máximo	6.369	6.369	6.369	6.370	5.990	5.990	5.990	5.990	5.969	5.945	5.969	6.069	6.169	6.275	6.300	6.495	6.495	6.500	6.620	6.995	6.880	6.880	7.080	
	Mínimo	6.345	6.345	6.345	6.350	5.945	5.945	5.945	5.945	5.945	5.945	5.945	5.941	6.044	6.245	6.245	6.385	6.385	6.385	6.485	6.637	6.637	6.637	6.870	
Riohacha	Promedio	4.000	4.156	4.156	4.000	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800	3.800
	Máximo	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
	Mínimo	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Popayán	Promedio	6.738	6.740	6.740	6.740	6.339	6.334	6.334	6.334	6.337	6.332	6.339	6.333	6.399	6.476	6.627	6.629	6.844	6.844	6.992	7.036	7.110	7.181	7.207	7.308
	Máximo	6.730	6.770	6.770	6.770	6.390	6.340	6.340	6.340	6.373	6.339	6.324	6.339	6.439	6.544	6.650	6.850	6.850	6.850	7.000	7.042	7.190	7.192	7.250	7.482
	Mínimo	6.730	6.730	6.730	6.730	6.329	6.329	6.329	6.329	6.329	6.329	6.329	6.329	6.329	6.411	6.035	6.015	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017
Cartagena	Promedio					6.411	6.035	6.015	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017	6.017
	Máximo					6.520	6.490	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110	6.110
	Mínimo					6.290	5.890	5.890	5.890	5.890	5.890	5.890	5.890	5.890	6.050	6.150	6.250	6.260	6.460	6.460	6.600	6.624	6.730	6.730	6.960

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL ACPM PRINCIPALES CIUDADES

Pesos corrientes / Galón

Ciudad	Estadística	2011		
		Ene	Feb	Mar
Bogotá	Promedio	6.960	6.878	7.081
	Máximo	7.240	7.240	8.339
	Mínimo	6.710	5.250	4.319
Medellín	Promedio	7.051	7.075	7.183
	Máximo	7.350	9.783	7.560
	Mínimo	6.895	5.260	5.260
Cali	Promedio	7.128	7.116	7.309
	Máximo	7.284	7.560	7.768
	Mínimo	6.895	6.527	6.399
Barranquilla	Promedio	6.885	6.822	7.034
	Máximo	7.040	7.040	7.265
	Mínimo	6.410	6.025	6.025
Bucaramanga	Promedio	6.883	6.799	7.000
	Máximo	7.089	7.089	7.299
	Mínimo	6.610	6.044	6.044
Pereira	Promedio	7.194	9.885	7.355
	Máximo	7.245	10.000	7.455
	Mínimo	7.009	8.459	6.313
Santa Marta	Promedio	6.945	6.875	7.074
	Máximo	7.060	7.060	7.290
	Mínimo	6.800	5.330	5.330
Pasto	Promedio	5.128	5.114	5.168
	Máximo	5.399	5.399	5.495
	Mínimo	4.960	4.400	4.800
Valledupar	Promedio	6.000	5.935	6.082
	Máximo	6.080	6.170	6.380
	Mínimo	5.750	5.670	5.850
Villavicencio	Promedio	7.157	7.188	7.307
	Máximo	7.375	8.450	7.601
	Mínimo	6.879	6.879	5.400
Neiva	Promedio	7.231	7.226	7.425
	Máximo	7.285	7.319	7.533
	Mínimo	7.144	7.099	7.214
Tunja	Promedio	7.110	7.065	7.263
	Máximo	7.180	7.100	7.310
	Mínimo	7.000	6.940	6.940
Riohacha	Promedio	3.200	2.870	2.845
	Máximo	3.200	3.300	2.950
	Mínimo	3.200	2.725	2.725
Popayán	Promedio	7.473	7.471	7.674
	Máximo	7.482	7.482	7.706
	Mínimo	7.409	7.430	7.480
Cartagena	Promedio	7.067	6.874	7.087
	Máximo	7.150	7.150	7.356
	Mínimo	6.990	5.993	6.102

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

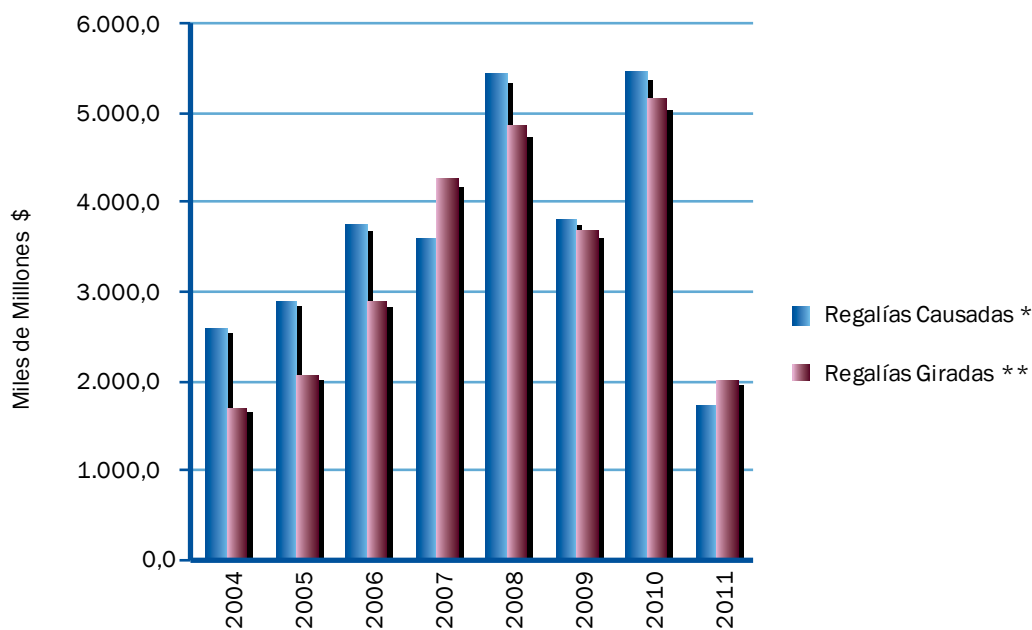
REGALÍAS 2004 - abril 2011

Año	Regalías Causadas * Miles de millones \$	Regalías Giradas ** Miles de millones \$
2004	2.585,4	1.694,5
2005	2.898,4	2.065,0
2006	3.740,6	2.899,6
2007	3.586,0	4.265,8
2008	5.448,8	4.854,1
2009	3.802,2	3.696,9
2010	5.489,8	5.179,8
2011	1.725,1	2.008,2

* Regalías causadas corresponde a las regalías liquidadas por el Ministerio de Minas y Energía para un período determinado.

** Regalías giradas corresponde a las participaciones en regalías que la ANH transfiere a los beneficiarios, con base en la liquidación elaborada previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

REGALÍAS LIQUIDADAS Y PAGADAS



Fuente: ANH.

* Actualizado a abril 30 de 2011.

Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

PRODUCCIÓN DE ALCOHOL CARBURANTE
(Sin desnaturalizar)

Año 2005	Litros	Galones	Barriles
Enero			
Febrero			
Marzo			
Abril			
Mayo			
Junio			
Julio			
Agosto			
Septiembre			
Octubre	2.793.958	738.111	17.574
Noviembre	12.255.134	3.259.343	77.603
Diciembre	12.337.525	2.984.758	71.066
Total 2005	27.386.617	6.982.212	166.243

Año 2006	Litros	Galones	Barriles
Enero	13.698.048	3.618.767	86.161
Febrero	16.380.759	4.327.489	103.035
Marzo	20.105.321	5.311.449	126.463
Abril	25.798.572	6.632.355	157.913
Mayo	25.208.471	6.659.605	158.562
Junio	21.034.920	5.557.031	132.310
Julio	24.240.808	6.403.967	152.475
Agosto	22.806.550	6.025.063	143.454
Septiembre	25.990.206	6.866.125	163.479
Octubre	26.945.878	7.118.596	169.490
Noviembre	21.260.666	5.616.669	133.730
Diciembre	22.897.221	6.049.016	144.024
Total 2006	266.367.420	70.186.134	1.671.098

Año 2007	Litros	Galones	Barriles
Enero	16.499.151	4.358.766	103.780
Febrero	23.453.417	6.195.953	147.523
Marzo	23.142.147	6.113.721	145.565
Abril	19.419.143	5.130.173	122.147
Mayo	22.755.662	6.011.619	143.134
Junio	22.857.104	6.038.418	143.772
Julio	25.907.654	6.844.316	162.960
Agosto	25.226.951	6.664.487	158.678
Septiembre	24.586.021	6.495.166	154.647
Octubre	25.078.737	6.625.332	157.746
Noviembre	23.859.279	6.303.174	150.076
Diciembre	19.623.333	5.184.117	123.431
Total 2007	272.408.598	71.965.244	1.713.458

Año 2008	Litros	Galones	Barriles
Enero	22.206.329	5.863.508	139.607
Febrero	25.382.052	6.711.471	159.797
Marzo	26.933.131	7.106.885	169.212
Abril	23.007.613	6.048.906	144.022
Mayo	23.419.009	6.165.409	146.795
Junio	24.635.010	6.508.106	154.955
Julio	26.671.081	7.045.999	167.762
Agosto	25.095.029	6.629.600	157.848
Septiembre	15.941.543	4.068.415	96.867
Octubre	1.689.495	445.810	10.615
Noviembre	16.408.117	4.329.634	103.087
Diciembre	25.391.348	6.700.053	159.525
Total 2008	256.779.756	67.623.796	1.610.090

Año 2009	Litros	Galones	Barriles
Enero	25.357.724	6.699.531	159.513
Febrero	24.385.983	6.442.796	153.400
Marzo	25.618.917	6.768.538	161.156
Abril	20.836.618	5.505.051	131.073
Mayo	26.327.993	6.955.877	165.616
Junio	28.579.217	7.550.652	179.777
Julio	28.951.871	7.649.107	182.122
Agosto	27.840.492	7.355.480	175.130
Septiembre	30.614.420	8.088.354	192.580
Octubre	28.381.994	7.498.545	178.537
Noviembre	29.387.753	7.764.268	184.864
Diciembre	30.081.721	7.947.614	189.229
Total 2009	326.364.703	86.225.813	2.052.996

Año 2010	Litros	Galones	Barriles
Enero	26.632.856	7.036.422	167.534
Febrero	26.931.490	7.115.321	169.412
Marzo	27.008.073	7.135.554	169.894
Abril	19.137.961	5.056.265	120.387
Mayo	25.391.954	6.708.574	159.728
Junio	24.791.173	6.549.848	155.949
Julio	26.588.269	7.024.642	167.253
Agosto	27.778.562	7.339.118	174.741
Septiembre	27.836.708	7.354.480	175.107
Octubre	29.279.825	7.735.753	184.185
Noviembre	14.516.008	3.835.141	91.313
Diciembre	13.491.192	3.564.384	84.866
Total 2010	289.384.072	76.455.501	1.820.369

DESPACHOS DE ALCOHOL CARBURANTE
(Sin desnaturalizar)

Año 2009	Litros	Galones	Barriles
Enero	24.079.310	6.361.773	151.471
Febrero	21.961.930	5.802.359	138.151
Marzo	22.534.108	5.953.529	141.751
Abril	24.552.096	6.486.683	154.445
Mayo	27.315.621	7.216.809	171.829
Junio	28.973.741	7.654.885	182.259
Julio	32.596.561	8.612.037	205.049
Agosto	31.949.944	8.441.201	200.981
Septiembre	30.290.760	8.002.843	190.544
Octubre	30.554.687	8.072.573	192.204
Noviembre	29.045.104	7.673.740	182.708
Diciembre	27.532.141	7.274.013	173.191
Total 2009	331.386.003	87.552.445	2.084.582

Año 2010	Litros	Galones	Barriles
Enero	26.468.771	6.993.070	166.502
Febrero	21.355.972	5.642.265	134.340
Marzo	25.107.153	6.633.330	157.936
Abril	26.607.866	7.029.819	167.377
Mayo	26.823.196	7.086.710	168.731
Junio	26.843.300	7.092.021	168.858
Julio	25.338.109	6.694.348	159.389
Agosto	27.667.903	7.309.882	174.045
Septiembre	26.979.699	7.128.058	169.716
Octubre	26.810.977	7.083.481	168.654
Noviembre	20.998.016	5.547.693	132.088
Diciembre	5.204.936	1.375.148	32.742
Total 2010	286.205.898	75.615.825	1.800.377

PRODUCCIÓN DE ALCOHOL CARBURANTE
(Sin desnaturalizar)

Litros Departamento	Oct-Dic 2005	Total año 2006	Total año 2007	Total año 2008	Total año 2009	Total año 2010
Valle	12.424.881	155.973.686	171.143.555	155.604.233	202.567.404	175.721.063
Cauca	14.961.736	94.284.751	83.673.987	78.918.895	99.108.732	88.557.747
Risaralda	0	16.108.982	17.591.056	22.256.629	25.033.112	25.015.126
Meta	0	0	0	0	0	90.136
Total	27.386.617	266.367.419	272.408.598	256.779.756	326.709.248	289.384.072

Nota: A partir de la aplicación de la Ley 693/2001, el Gobierno Nacional ha venido reglamentado todo lo relacionado con la comercialización y distribución del alcohol carburante y gasolinas oxigenadas.
La producción de alcohol en el departamento del Valle empieza a partir de octubre de 2005.
Fuente: Asocaña, SICOM.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

PRODUCCIÓN DE BIODIESEL B100
(Galones)

Mes	2008	2009	2010
Enero	1.232.840	991.167	7.555.280
Febrero	2.093.600	2.104.604	7.715.181
Marzo	2.200.747	2.731.121	8.059.382
Abril	1.656.094	3.216.292	8.087.198
Mayo	2.419.421	3.435.426	8.109.919
Junio	3.629.678	4.100.099	8.070.563
Julio	3.813.198	4.750.965	9.836.582
Agosto	2.381.241	5.296.880	8.868.400
Septiembre	2.657.233	6.306.989	8.398.873
Octubre	3.927.223	7.821.517	7.765.731
Noviembre	3.644.796	7.065.321	5.794.474
Diciembre	3.745.533	7.518.819	5.371.513
Total	33.401.604	55.339.200	93.633.096

DESPACHOS DE BIODIESEL B100
(Galones)

Mes	2008	2009	2010
Enero	1.961.650	850.171	6.905.943
Febrero	2.222.150	1.100.842	6.822.992
Marzo	1.823.190	1.702.483	8.129.789
Abril	2.445.273	3.411.715	8.011.667
Mayo	2.568.831	3.787.402	8.050.863
Junio	3.612.156	4.287.068	8.661.477
Julio	3.084.743	4.107.792	9.171.631
Agosto	2.739.517	5.697.613	9.380.067
Septiembre	3.281.124	6.854.652	9.283.423
Octubre	4.212.144	7.315.557	7.440.196
Noviembre	3.384.779	6.834.907	7.000.193
Diciembre	3.813.750	8.057.193	4.865.957
Total	35.149.307	54.007.395	93.724.199

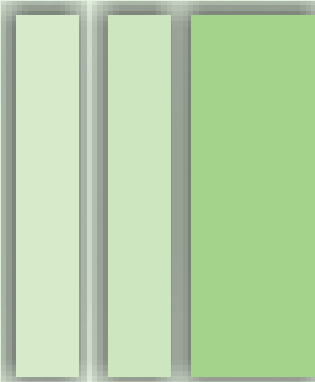
PRODUCCIÓN DE BIODIESEL B100
(Barriles / mes)

Mes	2008	2009	2010
Enero	29.353	23.599	179.888
Febrero	49.848	50.110	183.695
Marzo	52.399	65.027	191.890
Abril	39.431	76.578	192.552
Mayo	57.605	81.796	193.093
Junio	86.421	97.621	192.156
Julio	90.790	113.118	234.204
Agosto	56.696	126.116	211.152
Septiembre	63.267	150.166	199.973
Octubre	93.505	186.227	184.898
Noviembre	86.781	168.222	137.964
Diciembre	89.179	179.020	127.893
Total	795.276	1.317.600	2.229.359

DESPACHOS DE BIODIESEL B100
(Barriles / mes)

Mes	2008	2009	2010
Enero	46.706	20.242	164.427
Febrero	52.908	26.211	162.452
Marzo	43.409	40.535	193.566
Abril	58.221	81.231	190.754
Mayo	61.163	90.176	191.687
Junio	86.004	102.073	206.226
Julio	73.446	97.805	218.372
Agosto	65.227	135.657	223.335
Septiembre	78.122	163.206	221.034
Octubre	100.289	174.180	177.148
Noviembre	80.590	162.736	166.671
Diciembre	90.804	191.838	115.856
Total	836.888	1.285.890	2.231.529

Fuente: Empresas productoras, SICOM.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.



Anexos Estadísticos
Minas

PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) DE ALGUNAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS

(Miles de millones de pesos)
Serie 2005 - 2010 base 2005

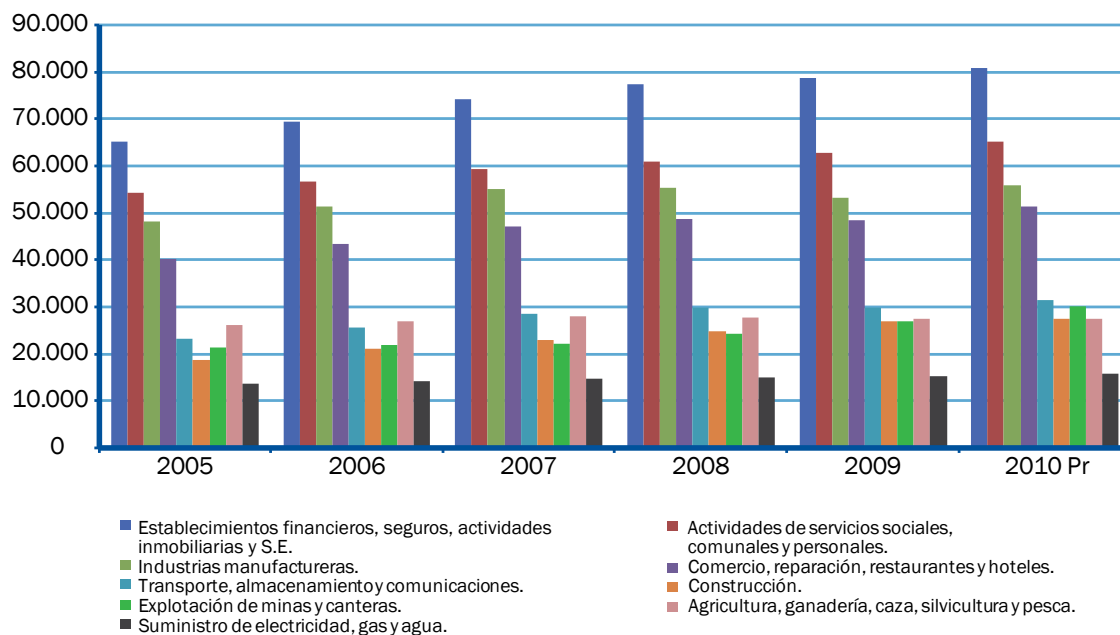
Actividad	2005	2006	2007	2008	2009	2010 Pr
Establecimientos financieros, seguros, actividades inmobiliarias y S.E.	65.096	69.289	74.010	77.359	78.728	80.847
Actividades de servicios sociales, comunales y personales.	54.210	56.572	59.416	60.959	62.624	65.174
Industrias manufactureras.	48.082	51.353	55.051	55.332	53.170	55.779
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles.	40.335	43.517	47.119	48.597	48.439	51.348
Transporte, almacenamiento y comunicaciones.	23.285	25.792	28.614	29.925	30.039	31.477
Construcción.	18.915	21.213	22.982	25.009	27.111	27.611
Explotación de minas y canteras.	21.371	21.890	22.217	24.362	27.131	30.129
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca.	26.279	26.902	27.954	27.849	27.543	27.537
Suministro de electricidad, gas y agua.	13.708	14.360	14.947	15.021	15.453	15.797
Subtotal Valor Agregado.	311.281	330.888	352.201	364.432	371.283	386.624
IVA no deducible.	17.857	19.960	22.412	23.311	22.686	24.328
Derechos e impuestos sobre las importaciones	2.949	3.607	4.292	4.723	4.194	4.779
Impuestos excepto IVA	8.609	9.043	9.645	9.888	9.836	9.862
Subvenciones	540	560	581	594	606	621
Total Impuestos	28.875	32.050	35.768	37.328	36.110	38.348
PRODUCTO INTERNO BRUTO	681.392	726.996	777.209	804.689	814.953	850.261
Variación anual	4,7%	6,7%	6,9%	3,5%	1,3%	4,3%

Fuente: DANE.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información. Actualizó DANE 2005 - 2009.
Subdirección de Planeación Minera.

PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) DE ALGUNAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS

Pesos Constantes de 2005
(Miles de millones de pesos)
2005 - 2010

FLUJO DE INVERSIÓN EXTRANJERA



**PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) TRIMESTRAL A PRECIOS CONSTANTES
POR RAMAS DE ACTIVIDAD ECONÓMICA BASE 2005**
(Miles de millones de pesos)

Periodo	2005				2006				2007				TOTAL Anual	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV		
	TOTAL Anual				TOTAL Anual				TOTAL Anual					
PIB Minas e Hidrocarburos.	5.138	5.338	5.409	5.486	21.371	5.352	5.592	5.673	21.890	5.312	5.425	5.562	5.918	22.217
PIB Minas sin Hidrocarburos.	1.866	1.971	2.041	2.112	7.990	2.056	2.263	2.346	8.586	2.104	2.160	2.210	2.404	8.878
Carbón mineral.	1.144	1.199	1.253	1.210	4.806	1.326	1.416	1.437	5.331	1.370	1.422	1.383	1.525	5.700
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio.	3.272	3.367	3.368	3.374	13.381	3.296	3.329	3.327	13.304	3.208	3.265	3.352	3.514	13.339
Minerales metálicos.	489	532	501	534	2.056	490	528	504	2.017	466	462	497	472	1.897
Minerales no metálicos.	235	240	286	367	1.128	238	319	408	1.238	275	289	353	445	1.362
PRODUCTO INTERNO BRUTO	78.474	82.648	85.337	93.697	340.156	82.881	87.277	100.864	362.938	89.131	92.800	97.533	108.519	387.983

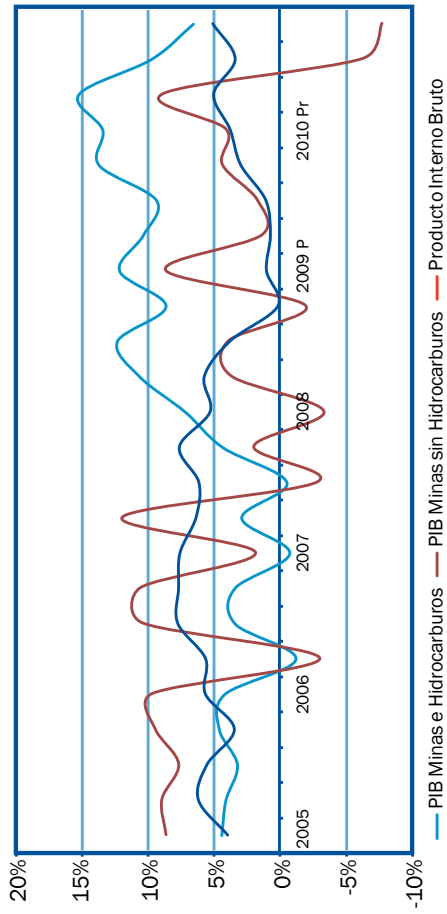
Periodo	2005				2006				2007				TOTAL Anual	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV		
	TOTAL Anual				TOTAL Anual				TOTAL Anual					
PIB Minas e Hidrocarburos.	4,39%	4,07%	3,21%	4,57%	4,06%	4,17%	-1,22%	3,38%	3,41%	2,43%	-0,75%	2,88%	-0,54%	4,32%
PIB Minas sin Hidrocarburos.	9,12%	9,44%	8,16%	9,94%	9,17%	10,18%	-2,54%	10,88%	11,08%	7,46%	2,33%	12,44%	-2,34%	2,47%
Carbón mineral.	11,28%	12,37%	10,11%	16,23%	12,45%	15,91%	-3,92%	13,01%	18,76%	10,92%	3,32%	23,44%	-2,33%	6,12%
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio.	1,87%	1,17%	0,42%	1,47%	1,23%	0,73%	-0,45%	-1,16%	-1,39%	-0,58%	-2,67%	-2,60%	0,69%	5,62%
Minerales metálicos.	6,30%	3,70%	2,24%	0,19%	3,01%	0,20%	-6,95%	5,39%	-5,62%	-1,90%	-4,90%	-6,67%	-5,87%	-6,35%
Minerales no metálicos.	6,82%	7,62%	8,75%	4,56%	6,72%	1,28%	13,75%	11,54%	11,17%	9,75%	15,55%	5,86%	10,66%	9,07%
PRODUCTO INTERNO BRUTO	3,92%	6,15%	5,49%	3,42%	4,71%	5,62%	5,60%	7,71%	7,65%	6,70%	7,54%	6,33%	6,11%	7,59%

Periodo	2008				2009 P				2010 Pr				TOTAL Anual	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV		
	TOTAL Anual				TOTAL Anual				TOTAL Anual					
PIB Minas e Hidrocarburos.	5.691	5.999	6.245	6.427	24.362	6.380	6.619	6.827	7.305	27.131	7.234	7.624	7.489	7.782
PIB Minas sin Hidrocarburos.	2.044	2.250	2.307	2.369	8.970	2.231	2.292	2.358	2.484	9.365	2.333	2.507	2.222	2.304
Carbón mineral.	1.449	1.525	1.518	1.496	5.988	1.479	1.497	1.516	1.489	5.981	1.570	1.659	1.482	1.402
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio.	3.647	3.749	3.938	4.058	15.392	4.149	4.327	4.469	4.821	17.766	4.901	5.117	5.267	5.478
Minerales metálicos.	351	453	471	526	1.801	533	507	522	594	2.156	531	576	510	576
Minerales no metálicos.	296	339	393	422	1.450	285	351	381	466	1.483	311	352	354	489
PRODUCTO INTERNO BRUTO	93.820	98.087	101.195	108.642	401.744	94.741	98.758	102.244	111.834	407.577	98.284	103.685	105.678	117.485

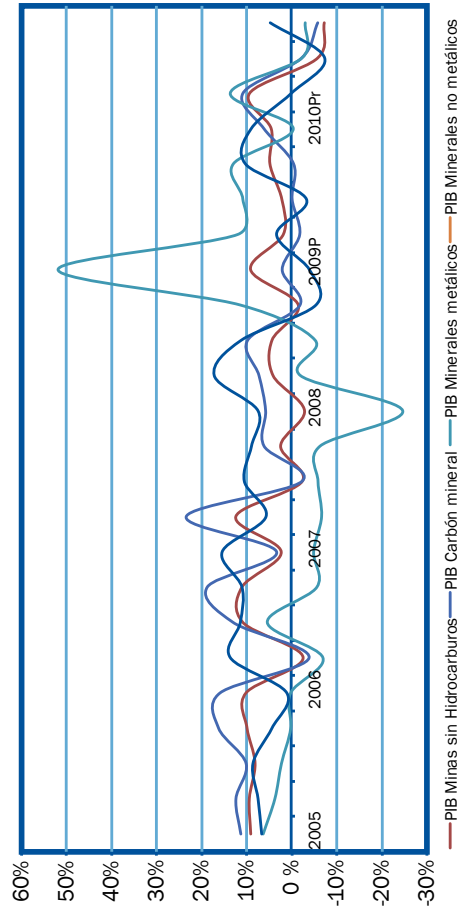
Periodo	2008				2009 P				2010 Pr				TOTAL Anual	
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV		
	TOTAL Anual				TOTAL Anual				TOTAL Anual					
PIB Minas e Hidrocarburos.	7,13%	10,58%	12,28%	8,60%	9,65%	12,11%	10,34%	9,32%	13,66%	11,37%	13,39%	15,18%	9,70%	6,53%
PIB Minas sin Hidrocarburos.	-2,85%	4,17%	4,39%	-1,46%	1,04%	9,15%	1,87%	2,21%	4,85%	4,40%	4,57%	9,38%	-5,77%	-7,25%
Carbón mineral.	5,77%	7,24%	9,76%	-1,90%	5,05%	2,07%	-1,84%	-0,13%	-0,47%	-0,12%	6,15%	10,82%	-2,24%	-5,84%
Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio.	13,68%	14,82%	17,48%	15,48%	15,39%	13,76%	15,42%	13,48%	18,80%	15,42%	18,12%	18,26%	17,86%	13,63%
Minerales metálicos.	-24,68%	-1,95%	-5,23%	11,44%	-5,06%	51,85%	11,92%	10,83%	12,93%	19,71%	-0,38%	13,61%	-2,30%	-3,03%
Minerales no metálicos.	7,64%	17,30%	11,33%	-5,17%	6,46%	-3,72%	3,54%	-3,05%	10,43%	2,28%	9,12%	0,28%	-7,09%	4,94%
PRODUCTO INTERNO BRUTO	5,26%	5,70%	3,75%	0,11%	3,55%	0,98%	0,68%	1,04%	2,94%	1,45%	3,74%	4,99%	3,36%	5,05%

Fuente: DANE.

VARIACIONES TRIMESTRALES PIB TOTAL, PIB MINERO Y PIB MINAS CON HIDROCARBUROS 2005 - 2010 Pr



VARIACIÓN TRIMESTRAL DEL PIB MINERO 2005 - 2010 Pr



Fuente: DANIE.
 Nota metodológica: por la metodología de índices encadenados el valor correspondiente al total del valor agregado del sector y el PIB no corresponde a la sumatoria de sus componentes.
 P: Cifras provisionales.
 Pr: Cifras preliminares.
 Fecha: marzo 24 de 2011.

VALOR FOB DE LAS EXPORTACIONES MINERO ENERGÉTICAS
(Millones de dólares FOB)
2005 - 2011

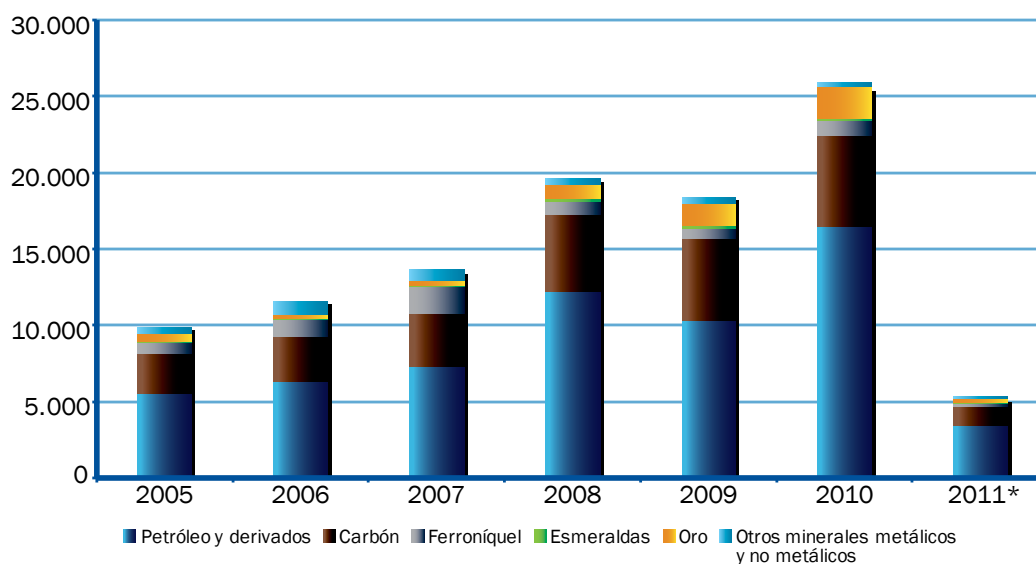
Producto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Petróleo y derivados	5.559	6.328	7.318	12.213	10.268	16.485,1	5.931,6
Carbón	2.598	2.913	3.495	5.043	5.416	6.015,2	1.788,1
Ferroníquel	738	1.107	1.680	864	726	967,3	213,6
Esmeraldas	72	90	126	154	88	110,8	25,9
Oro	517	281	332	891	1.537	2.094,6	540,2
Otros minerales metálicos y no metálicos	378	817	713	495	386	233,6	77,8
Total minería	4.303	5.208	6.346	7.447	8.154	9.421	2.646
Total minería más hidrocarburos	9.862	11.536	13.664	19.660	18.421	25.907	8.577

PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS EXPORTACIONES MINERO ENERGÉTICAS
(Millones de dólares FOB)
2005 - marzo 2011

Producto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Valor de las exportaciones totales del país	21.190	24.391	29.991	37.626	32.853	39.819,5	12.629,1
Minería	20,3%	21,4%	21,2%	19,8%	24,8%	23,7%	20,9%
Minería más hidrocarburos	46,54%	47,30%	45,56%	52,25%	56,07%	65,06%	67,92%
Hidrocarburos	26,23%	25,94%	24,40%	32,46%	31,25%	41,40%	46,97%
Carbón mineral	12,26%	11,94%	11,65%	13,40%	16,49%	15,11%	14,16%
Ferroníquel	3,48%	4,54%	5,60%	2,30%	2,21%	2,43%	1,69%
Esmeraldas	0,34%	0,37%	0,42%	0,41%	0,27%	0,28%	0,21%
Oro	2,44%	1,15%	1,11%	2,37%	4,68%	5,26%	4,28%

* Marzo de 2011.
Fuente: UPME, Banco de la República DNP - Dane.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información, actualizó Subdirección de Planeación Minera.
Periodicidad mensual.

VALOR FOB DE LAS EXPORTACIONES MINERO ENERGÉTICAS
(Millones de dólares FOB)
2005 - marzo 2011



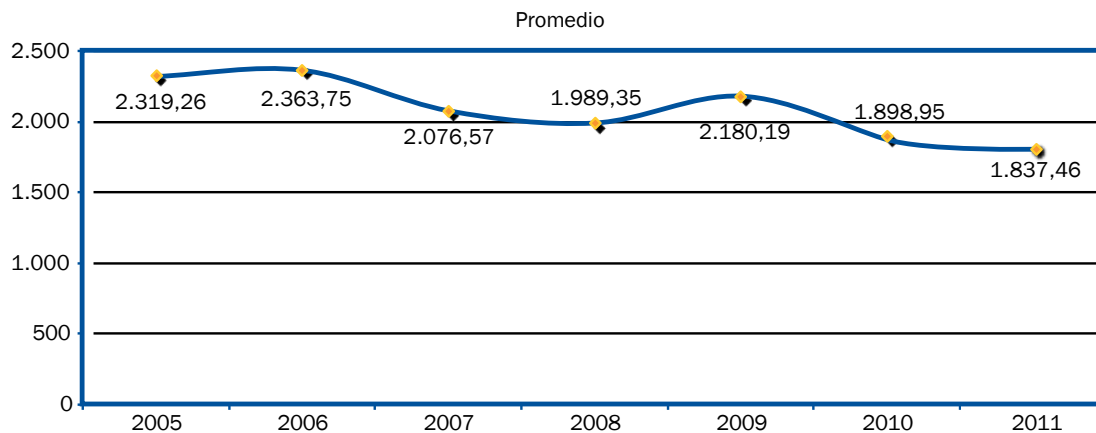
Fuente: Banco de la República DNP - Dane.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información, actualizó Subdirección de Planeación Minera.

TASA REPRESENTATIVA DEL MERCADO
(Pesos / US\$)
2005 - junio 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	2.367,76	2.265,65	2.259,72	1.939,60	2.420,26	1.983,43	1.867,08
Febrero	2.323,77	2.247,32	2.224,12	1.843,59	2.555,89	1.951,72	1.882,37
Marzo	2.376,48	2.289,98	2.190,30	1.821,60	2.561,21	1.908,99	1.881,81
Abril	2.348,32	2.375,03	2.110,67	1.780,21	2.289,73	1.937,45	1.809,83
Mayo	2.332,79	2.482,41	1.930,64	1.744,01	2.140,66	1.983,59	1.800,51
Junio	2.331,81	2.633,12	1.960,61	1.923,02	2.158,67	1.926,85	1.783,16
Julio	2.308,49	2.426,00	1.971,80	1.792,24	2.043,37	1.874,41	
Agosto	2.304,30	2.396,63	2.173,17	1.932,20	2.035,00	1.821,20	
Septiembre	2.289,61	2.394,31	2.023,19	2.174,62	1.922,00	1.805,77	
Octubre	2.289,57	2.315,38	1.999,44	2.359,52	1.993,80	1.808,61	
Noviembre	2.274,04	2.300,42	2.060,42	2.318,00	1.997,47	1.862,99	
Diciembre	2.284,22	2.238,79	2.014,76	2.243,59	2.044,23	1.922,33	
Promedio	2.319,26	2.363,75	2.076,57	1.989,35	2.180,19	1.898,95	1.837,46

Fuente: Banco de la República, Superintendencia Financiera de Colombia.
Elaboró: UPME, julio de 2011.
* Datos a junio de 2011.
Periodicidad mensual.

TASA REPRESENTATIVA DEL MERCADO
(Pesos / US\$)
2005 - junio 2011



ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR
Año corrido, variaciones anuales (12 meses)
2005 - 2011

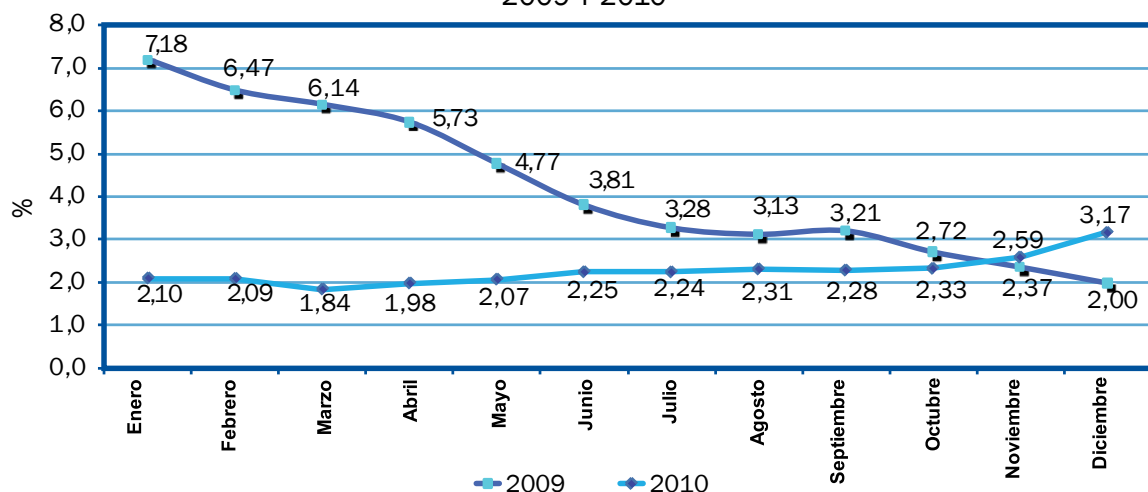
Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	5,43	4,56	4,71	6,00	7,18	2,10	3,40
Febrero	5,25	4,19	5,25	6,35	6,47	2,09	3,17
Marzo	5,03	4,11	5,78	5,93	6,14	1,84	3,19
Abril	5,01	4,12	6,26	5,73	5,73	1,98	2,84
Mayo	5,04	4,04	6,23	6,39	4,77	2,07	3,02
Junio	4,83	3,94	6,03	7,18	3,81	2,25	3,23
Julio	4,91	4,32	5,77	7,52	3,28	2,24	
Agosto	4,88	4,72	5,22	7,87	3,13	2,31	
Septiembre	5,02	4,58	5,01	7,57	3,21	2,28	
Octubre	5,27	4,19	5,16	7,94	2,72	2,33	
Noviembre	5,10	4,31	5,41	7,73	2,37	2,59	
Diciembre	4,85	4,48	5,69	7,67	2,00	3,17	

ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR
Variaciones Mensuales
2005 - 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	0,82	0,54	0,77	1,06	0,59	0,69	0,91
Febrero	1,02	0,66	1,17	1,51	0,84	0,83	0,60
Marzo	0,77	0,70	1,21	0,81	0,50	0,25	0,27
Abril	0,44	0,45	0,90	0,71	0,32	0,46	0,12
Mayo	0,41	0,33	0,30	0,93	0,01	0,10	0,28
Junio	0,40	0,30	0,12	0,86	-0,06	0,11	0,32
Julio	0,05	0,41	0,17	0,48	-0,04	-0,04	
Agosto	0,00	0,39	-0,13	0,19	0,04	0,11	
Septiembre	0,43	0,29	0,08	-0,19	-0,11	-0,14	
Octubre	0,23	-0,14	0,01	0,35	-0,13	-0,09	
Noviembre	0,11	0,24	0,47	0,28	-0,07	0,19	
Diciembre	0,07	0,23	0,49	0,44	0,08	0,65	
En año corrido	4,85	4,48	5,69	7,67	2,00	3,17	2,53

Fuente: DANE.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información, actualizó Subdirección de Planeación Minera.
Periodicidad mensual.
*Datos a junio 2011.

COMPORTAMIENTO DE LA INFLACIÓN
2009 Y 2010



ÍNDICE DE PRECIOS AL PRODUCTOR
Total nacional clasificación CIU
Mensual
2005 - junio 2011

Periodo		Carbón, carbón lignítico y turba	Petróleo crudo y gas natural	Minerales metalíferos	Minerales no metálicos
2005	Enero	210,86	290,47	230,45	132,73
	Febrero	215,74	300,09	230,32	133,65
	Marzo	215,86	330,77	237,91	133,56
	Abril	223,45	324,63	231,29	134,04
	Mayo	224,63	314,32	232,19	134,86
	Junio	224,56	339,36	233,10	137,83
	Julio	224,48	347,79	227,23	138,27
	Agosto	224,32	372,36	235,45	138,35
	Septiembre	224,20	372,84	234,75	138,11
	Octubre	224,18	358,77	241,90	138,15
	Noviembre	224,06	339,79	242,11	138,13
	Diciembre	224,04	341,85	251,87	137,97
2006	Enero	223,99	367,05	273,99	138,56
	Febrero	237,85	350,13	266,92	139,29
	Marzo	182,93	361,89	269,35	139,50
	Abril	181,91	396,95	297,03	140,33
	Mayo	182,63	416,50	344,89	140,01
	Junio	183,54	432,48	319,70	140,18
	Julio	188,20	451,96	369,13	138,57
	Agosto	187,26	432,45	333,84	138,47
	Septiembre	195,46	387,86	326,17	140,76
	Octubre	195,18	363,97	328,00	141,67
	Noviembre	194,56	356,45	327,80	142,25
	Diciembre	194,31	367,11	339,42	143,51
2007	Enero	194,31	368,10	339,26	143,09
	Febrero	194,31	366,65	337,98	143,00
	Marzo	209,15	364,43	337,94	143,48
	Abril	209,16	364,62	337,85	144,81
	Mayo	209,16	389,87	337,69	143,69
	Junio	209,16	424,01	337,62	143,05
	Julio	209,16	390,49	337,62	143,37
	Agosto	209,16	361,64	337,52	145,09
	Septiembre	209,16	424,97	337,42	145,33
	Octubre	209,16	462,82	337,52	146,16
	Noviembre	209,16	505,40	337,59	146,19
	Diciembre	208,30	568,73	331,95	146,15
2008	Enero	234,09	569,64	355,64	147,36
	Febrero	235,15	572,80	353,88	148,52
	Marzo	257,99	574,01	350,55	149,49
	Abril	245,76	573,43	349,87	149,05
	Mayo	251,34	603,75	323,37	147,77
	Junio	255,36	667,85	317,49	148,23
	Julio	289,54	687,30	331,21	148,68
	Agosto	296,91	703,27	305,78	148,55
	Septiembre	278,02	727,02	324,04	150,90
	Octubre	215,92	725,41	380,66	152,06
	Noviembre	205,50	689,36	361,89	153,23
	Diciembre	194,00	637,60	369,22	153,73

Periodo		Carbón, carbón lignítico y turba	Petróleo crudo y gas natural	Minerales metalíferos	Minerales no metálicos
2009	Enero	194,00	453,23	363,93	153,79
	Febrero	206,88	508,19	430,69	158,75
	Marzo	170,20	452,50	435,98	158,64
	Abril	169,32	451,77	408,19	157,83
	Mayo	166,39	453,20	393,93	156,96
	Junio	162,15	567,55	378,66	162,28
	Julio	160,05	545,78	370,92	161,92
	Agosto	159,31	511,02	365,25	161,42
	Septiembre	156,94	507,09	372,14	161,22
	Octubre	152,49	521,22	377,84	158,92
	Noviembre	154,92	551,77	399,12	159,05
	Diciembre	156,57	567,96	428,52	159,32
2010	Enero	160,87	573,50	427,46	160,06
	Febrero	163,06	551,33	424,29	160,06
	Marzo	170,90	575,37	427,66	152,45
	Abril	175,91	571,81	432,06	152,45
	Mayo	181,41	583,56	438,87	152,45
	Junio	190,23	565,20	463,85	152,45
	Julio	188,60	551,22	469,71	151,60
	Agosto	189,26	540,61	450,87	151,60
	Septiembre	192,72	537,05	470,60	151,60
	Octubre	193,01	546,04	486,88	151,60
	Noviembre	197,03	557,90	522,63	151,60
	Diciembre	197,61	585,80	520,41	153,07
2011	Enero	202,10	580,55	530,29	157,19
	Febrero	202,10	603,46	515,16	159,41
	Marzo	207,58	610,54	522,18	158,90
	Abril	220,31	621,88	519,36	159,50
	Mayo	225,63	619,83	533,74	157,95
	Junio	229,17	588,11	544,54	158,08

Fuente: Banco de la República.
Periodicidad mensual.

POBLACIÓN TOTAL A NIVEL NACIONAL Y DEPARTAMENTAL
2005 - 2020

Departamento	2005	2010	2015	2020
Nacional	42.888.592	45.508.205	48.202.617	50.912.429
Antioquia	5.682.276	6.066.377	6.456.763	6.845.640
Atlántico	2.166.156	2.314.447	2.461.001	2.601.116
Bogotá	6.840.116	7.363.782	7.878.783	8.380.801
Bolívar	1.878.993	1.979.781	2.097.086	2.219.461
Boyacá	1.255.311	1.267.597	1.276.367	1.286.996
Caldas	968.740	978.362	988.003	997.890
Caquetá	420.337	447.723	477.619	508.534
Cauca	1.268.937	1.318.983	1.379.070	1.437.141
Cesar	903.279	966.420	1.028.880	1.089.783
Córdoba	1.467.929	1.582.187	1.709.047	1.837.991
Cundinamarca	2.280.037	2.477.036	2.680.041	2.887.005
Chocó	454.030	476.173	500.076	525.528
Huila	1.011.418	1.083.200	1.154.804	1.225.260
La Guajira	681.575	818.695	957.814	1.093.733

Departamento	2005	2010	2015	2020
Magdalena	1.149.917	1.201.386	1.259.667	1.326.341
Meta	783.168	870.876	961.292	1.053.871
Nariño	1.541.956	1.639.569	1.744.275	1.851.658
N. Santander	1.243.975	1.297.842	1.355.723	1.414.032
Quindío	534.552	549.624	565.266	581.534
Risaralda	897.509	925.105	951.945	978.182
Santander	1.957.789	2.010.404	2.061.095	2.110.608
Sucre	772.010zz	810.650	851.526	894.734
Tolima	1.365.342	1.387.641	1.408.274	1.427.423
Valle del Cauca	4.161.425	4.382.939	4.613.377	4.852.896
Arauca	232.118	247.541	262.315	275.814
Casanare	295.353	325.596	356.438	387.822
Putumayo	310.132	326.093	345.204	369.332
San Andrés	70.554	73.320	76.442	79.693
Amazonía	293.658	318.856	344.424	371.610
Total	42.888.592	45.508.205	48.202.617	50.912.429

Fuente: DANE. Grupo de Proyecciones 2007.
Censo General año 2005.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED)
SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA EN COLOMBIA
(Millones de US\$)
2005 - 2010 P

Sector	2005 p	2006 p	2007 p	2008 p	2009 p	2010 p
Sector petrolero	1.124,6	1.995,0	3.333,2	3.404,7	2.428,2	2.862,0
Minas y Canteras (incluye carbón)	2.157,2	1.782,5	1.100,2	1.798,3	3.025,0	2.054,6
Agricultura, caza, silvicultura y pesca	6,3	8,0	40,1	41,0	27,9	52,1
Manufactureras	5.513,0	803,0	1.866,5	1.747,7	621,1	593,8
Electricidad, gas y agua	-251,2	-140,8	-78,6	156,3	-977,3	34,8
Construcción	146,3	156,3	210,2	380,1	261,5	262,0
Comercio, restaurantes y hoteles	304,8	523,2	803,1	1.048,8	594,3	445,5
Transportes, almacenamiento y comunicaciones	1.020,5	1.060,6	414,4	852,7	347,9	-588,9
Establecimientos financieros	246,5	464,2	1.319,4	1.095,1	720,4	945,1
Servicios comunales	-16,1	4,0	40,2	71,5	88,2	98,9
Total	10.252,0	6.656,0	9.048,7	10.596,4	7.137,3	6.759,9

pr: Provisional. p: Preliminar.
1/ El flujo de inversión reportado en balanza de pagos no coincide con la variación del saldo de registros, porque en la balanza se incorporan las estadísticas según la fecha de realización y no la de registro.
Fuente: Banco de la República- Subgerencia de Estudios Económicos.
Nota: Se han realizado ajustes para los años 2008 y 2009.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.
Periodicidad trimestral.

DESAGREGACIÓN DE LA IED EN MINAS Y CANTERAS
(Millones de US\$)
2005 - 2010 P

ACTIVIDAD	2005 p	2006 p	2007 p	2008 p	2009 p	2010 p
EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	3.281,8	3.777,5	4.433,4	5.203,0	5.453,2	4.916,6
Sector Petrolero	1.124,6	1.995,0	3.333,2	3.404,7	2.428,2	2.862,0
Extracción de carbón, lignito y turba	1.795,4	1.623,5	1.844,5	2.198,6	2.615,2	1.751,5
Extracción de minerales metalíferos y otros	18,5	30,5	49,9	-400,3	409,8	303,1
Reinversión de utilidades y otras actividades	343,4	128,5	-794,2	500,9	560,9	622,0
TOTAL INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA	10.252,0	6.656,0	9.048,7	10.596,4	7.137,3	6.759,9
Participación IED en Minas y Canteras en total IED	32,0%	56,8%	49,0%	49,1%	76,4%	72,7%
Participación IED en el Sector Petroleo en total IED	11,0%	30,0%	36,8%	32,1%	34,0%	42,3%
Participación IED en Carbón, Lignito y Turba en total IED	17,5%	24,4%	20,4%	20,7%	36,6%	25,9%
Participación IED en Extracción de Minerales Metalíferos en total IED	0,2%	0,5%	0,6%	-3,8%	5,7%	4,5%

IED: Inversión Extranjera Directa.

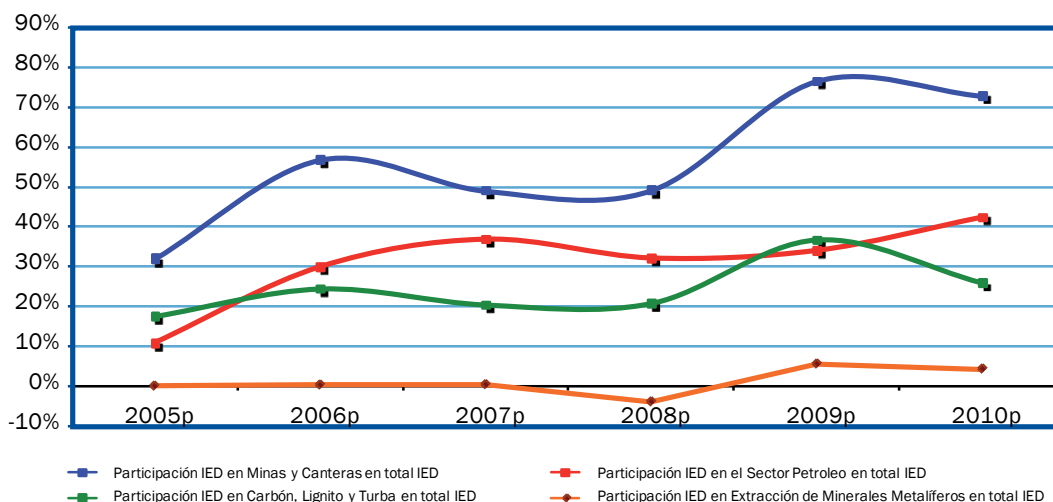
pr: preliminar.

p: provisional.

Fuente: Sección Sector Externo, Subgerencia de Estudios Económicos, Banco de la República.

Elaboró: UPME - Subdirección de Información , actualizó Subdirección de Planeación Minera.

PARTICIPACIONES IED MINAS Y CANTERAS
2005 - 2010

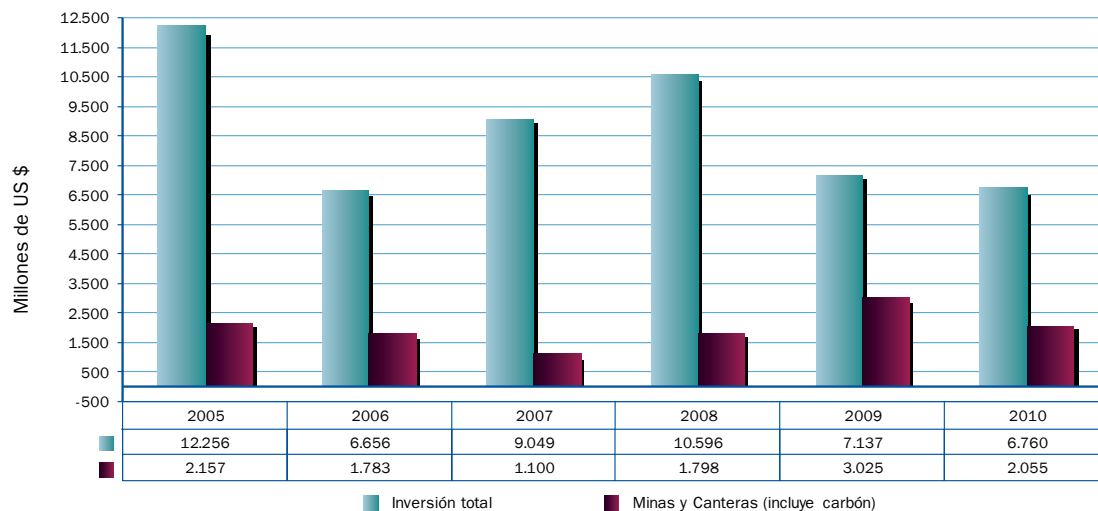


FLUJOS DE INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA (IED) EN COLOMBIA SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA
Balanza de pagos
(Millones de US\$)

AÑOS	TOTAL	Sector petrolero	Subtotal Resto de sectores	Agricultura, Caza, Silvicultura Y Pesca	Minas y Canteras (incluye carbón)	Manufacturera	Electricidad, Gas y Agua	Construcción	Comercio, Restaurantes y Hoteles	Transportes, Almacenamiento y Comunicaciones	Establecimientos Financieros	Servicios Comunes
2005 p	I Trim	1.356	466	3	565	39	10	25	75	36	-46	10
	II Trim	2.321	709	1	533	418	-29	40	77	5	116	21
	III Trim	1.213	237	2	520	255	-231	44	74	16	35	-9
	IV Trim	7.366	250	0	539	4.800	-1	38	79	964	142	-38
Total	12.256	1.125	2.004	6	2.157	5.513	-251	146	305	1.021	246	-16
2006 p	I Trim	1.199	851	-3	423	197	-5	38	107	137	-29	-13
	II Trim	1.786	1.196	-1	321	203	-69	46	121	428	140	6
	III Trim	1.666	1.137	2	484	222	8	48	222	92	157	2
	IV Trim	2.006	528	1.477	10	554	-74	23	175	403	196	8
Total	6.656	1.995	4.661	8	1.783	803	-141	156	523	1.061	464	4
2007 p	I Trim	2.059	663	14	-3	877	6	48	247	69	131	7
	II Trim	2.226	1.282	4	-84	263	-27	60	281	60	377	10
	III Trim	2.364	710	1.654	12	424	16	46	98	121	393	9
	IV Trim	2.400	679	1.721	10	652	-74	56	177	165	418	14
Total	9.049	3.333	5.716	40	1.100	1.867	-79	210	803	414	1.319	40
2008 p	I Trim	2.860	754	2.106	638	329	11	80	446	325	256	14
	II Trim	2.547	1.261	1.286	110	578	45	92	158	127	145	18
	III Trim	2.605	597	2.008	12	407	49	129	208	212	299	27
	IV Trim	2.584	792	1.792	9	387	434	51	236	189	395	13
Total	10.596	3.405	7.192	41	1.798	1.748	156	380	1.049	853	1.095	72
2009 p	I Trim	2.232	542	1.691	414	546	40	53	65	181	375	14
	II Trim	2.807	921	1.886	8	302	31	54	153	155	166	15
	III Trim	1.245	695	550	7	-535	76	67	138	71	-50	41
	IV Trim	854	271	583	9	874	308	-1.124	239	-59	229	19
Total	7.137	2.428	4.709	28	3.025	621	-977	262	594	348	720	88
2010 p	I Trim	1.605	624	981	3	119	26	61	71	16	125	-6
	II Trim	1.948	702	1.247	17	284	-140	55	135	41	422	21
	III Trim	2.046	654	1.392	24	196	65	72	156	-7	230	0
	IV Trim	1.160	882	278	8	-5	83	74	84	-638	169	84
Total	6.760	2.862	3.898	52	2.055	594	35	262	446	-589	945	99

Fuente: Banco de la República - Subgerencia de Estudios Económicos.
 pr: Provisional. p: Preliminar.
 I/ El flujo de inversión reportado en balanza de pagos no coincide con la variación del saldo de registros, porque en la balanza se incorporan las estadísticas según la fecha de realización y no la de registro.
 Nota: Se han realizado ajustes para los años 2008 y 2009.

INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN COLOMBIA (IED)



Fuente: Banco de la República, Subgerencia de Estudios Económicos.

pr: Provisional. p: Preliminar.

1/ El flujo de inversión reportado en balanza de pagos no coincide con la variación del saldo de registros, porque en la balanza se incorporan las estadísticas según la fecha de realización y no la de registro.

Elaboró: UPME, mayo de 2011.

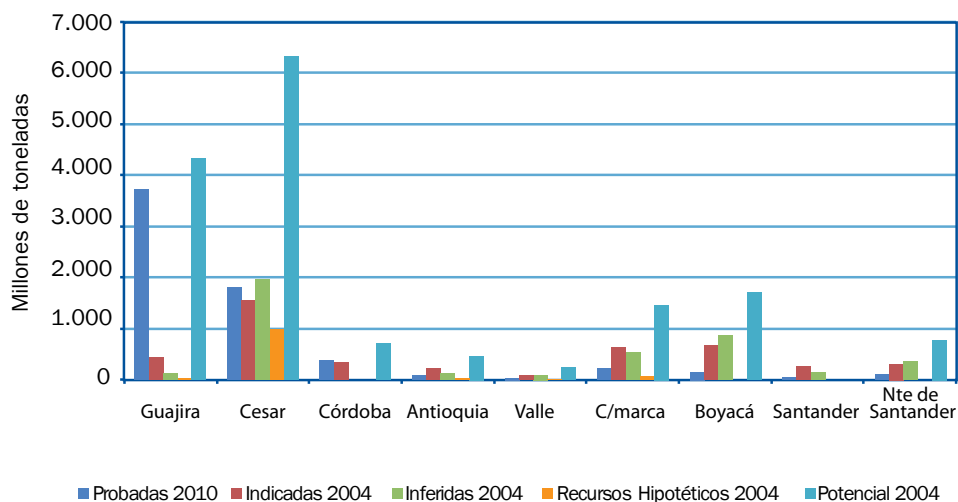
RESERVAS DE CARBÓN

Zona o Departamento	Reservas Probadas Millones de ton. 2010	Indicadas Millones de ton. 2004	Reservas Inferidas Millones de ton. 2004	Recursos Hipotéticos 2004	Potencial Millones de ton BASE 2004	Calidad BTU/Lb
Guajira	3.728,00	448,0	127,5	27,2	4.330,7	11.586
Cesar	1.814,60	1.564,0	1.963,2	993,5	6.335,3	11.924
Córdoba	378,5	341,0	0,0	0,0	719,5	9.280
Antioquia	87,4	225,8	132,4	26,5	472,1	10.673
Valle	40,7	92,1	97,9	11,0	241,7	10.761
Cundinamarca	224,9	644,9	539,2	61,8	1.470,7	12.151
Boyacá	156,7	682,6	867,2	0,0	1.706,5	12.184
Santander	55,4	258,3	149,2	0,0	463,0	12.494
Norte de Santander	107,2	314,3	360,8	0,0	782,3	13.068
Total	6.593	4.571	4.237	1.120	16.522	

Fuente: Ingeominas, "El carbón Colombiano - Recursos, Reservas y Calidad", 2004.

Elaboró: UPME, mayo de 2011 - Subdirección de Información, actualizó Subdirección de Planeación Minera.

RESERVAS DE CARBÓN



PRODUCCIÓN MINERA NACIONAL 2005 - 2011

Mineral	Unidad	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
MINERALES PRECIOSOS								
Oro (1)	Kilogramos	35.786	15.683	15.482	34.321	47.838	53.606	12.559
Plata (1)	Kilogramos	7.142	8.399	9.765	9.162	10.827	15.300	4.455
Platino (1)	Kilogramos	1.082	1.438	1.526	1.370	929	997	244
MINERALES NO METÁLICOS								
Sal Terrestre (2)	Toneladas	215.962	248.245	204.090	245.170	255.332	288.676	76.667
Sal Marina (2)	Toneladas	428.957	389.630	309.557	386.461	356.797	139.810	37.432
Azufre (3)	Toneladas	69.082	47.438	48.999	56.892	54.367	59.556	14.650
Calizas (para cemento) (4)	Miles deToneladas (**)	12.018	11.993	13.229	12.699	11.449	11.767	3.126
MINERALES METÁLICOS								
Cobre (concentrados) (5) *	Toneladas	8.756	2.902	4.196	5.248	5.688	3.917	1.016
Mineral de Hierro (6)	Toneladas	607.559	644.151	623.930	473.273	280.773	77.048	30.846
Ni contenido en Ferroníquel (7)	Toneladas (***)	52.749	51.137	49.314	41.636	51.802	49.443	7.831
MINERALES COMBUSTIBLES								
Carbón (1)	Miles de Toneladas	59.675	66.192	69.902	73.502	72.807	74.350	20.341
PIEDRAS PRECIOSAS								
Esmeraldas (****)	Miles de Quilates	6.746	5.734	3.389	2.122	2.945	5.230	1.089

* Primer trimestre 2011.

Fuente: 1. Ingeominas. 2. IFI Concesión Salinas 3. Emicauca 4. ICPC y DANE 5. Miner S.A. 6. Ingeominas 7. Cerromatoso S.A.

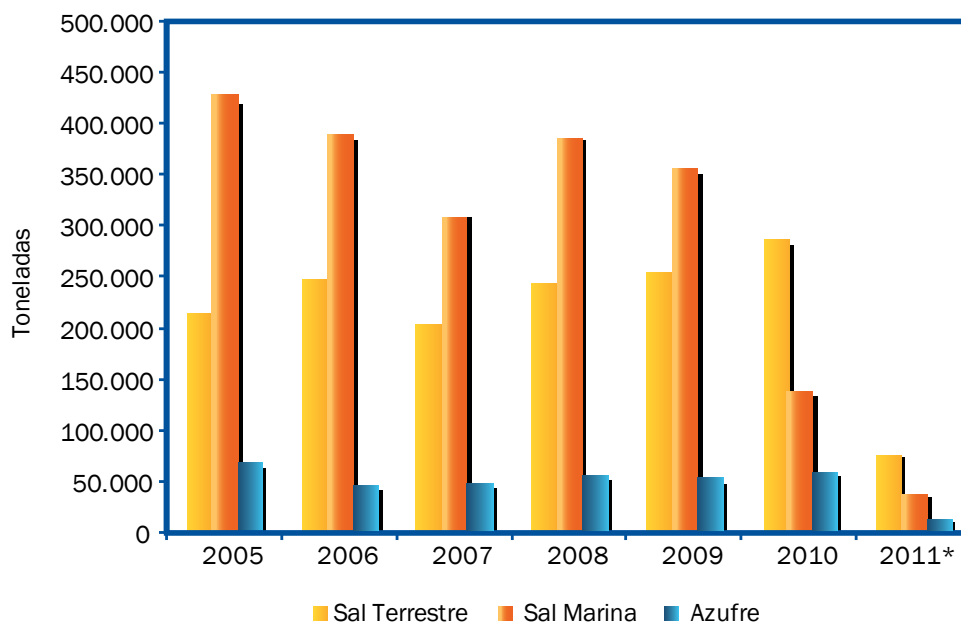
** Resultado de multiplicar la producción de clinker reportada por el ICPC por un factor de 1,56.

*** Factor de conversión de libras a toneladas: 1 lb = 453,6 g. La serie cambia acorde con los reportes hechos por Cerromatoso S.A.

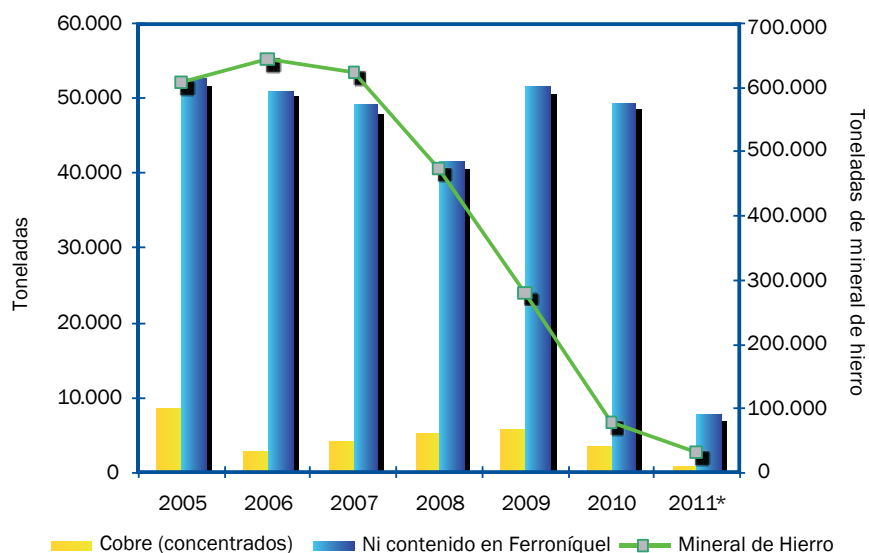
**** Corresponde únicamente a registros de exportación de esmeraldas.

Elaboró: UPME, mayo de 2011.

MINERALES NO METÁLICOS



MINERALES METÁLICOS



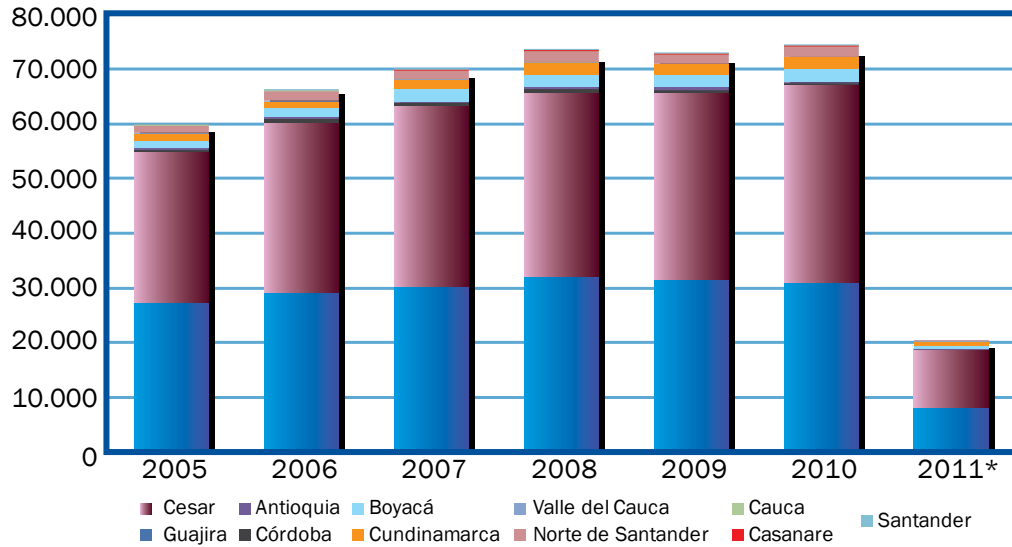
PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES DE CARBÓN (Miles de toneladas) 2005 - 2011

Zona Carbonífera	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Guajira	27.180	29.073	30.069	31.940	31.431	31.098	8.177
Cesar	27.710	31.118	33.187	33.676	34.050	36.016	10.632
Córdoba	183	512	481	493	392	100	39
Subtotal Costa Atlántica	55.073	60.704	63.737	66.109	65.873	67.214	18.848
Antioquia	488	428	230	404	656	149	62
Boyacá	1.280	1.756	2.275	2.231	2.276	2.676	574
Cundinamarca	1.176	1.074	1.785	2.406	1.942	2.056	563
Valle del Cauca	210	113	50	79	0	0	0
Norte de Santander	1.404	1.931	1.691	2.085	1.938	2.117	284
Casanare	0	0	0,1	0,1	0,6	0,5	0,1
Santander	0	157	116	178	117	136	9,8
Cauca	44	29	18	10	4,9	1,0	0,0
Subtotal Interior	4.602	5.488	6.165	7.393	6.934	7.136	1.494
Total Producción Nacional	59.675	66.192	69.902	73.502	72.807	74.350	20.341
Total Exportaciones	56.264	62.251	64.575	67.761	66.756	68.148	19.127

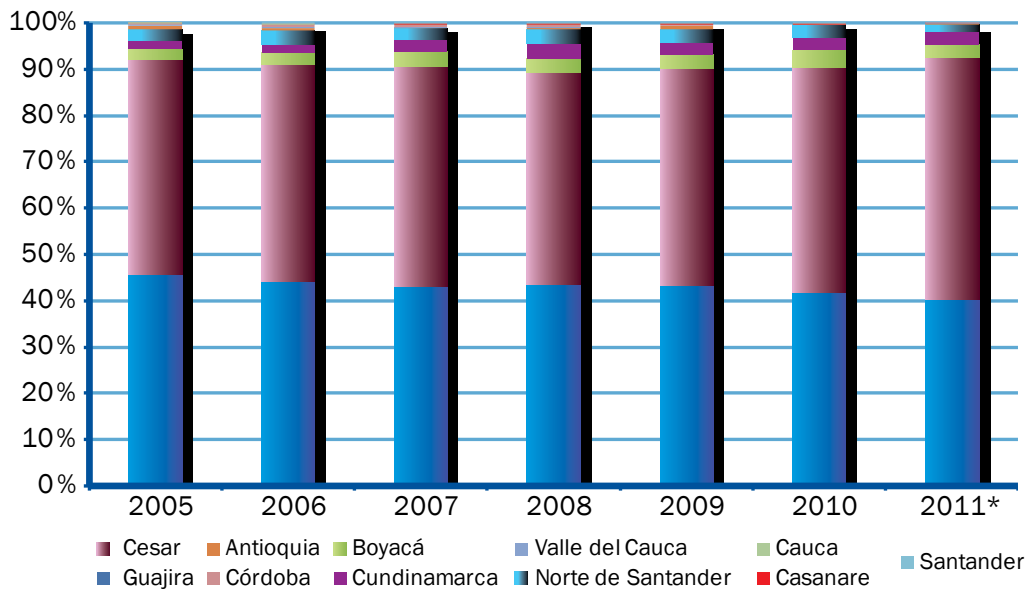
* Primer trimestre 2011.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.

Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.
Periodicidad trimestral.

APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL 2005 - 2011
(Miles de toneladas)



PARTICIPACIÓN POR DEPARTAMENTO EN LA PRODUCCIÓN NACIONAL

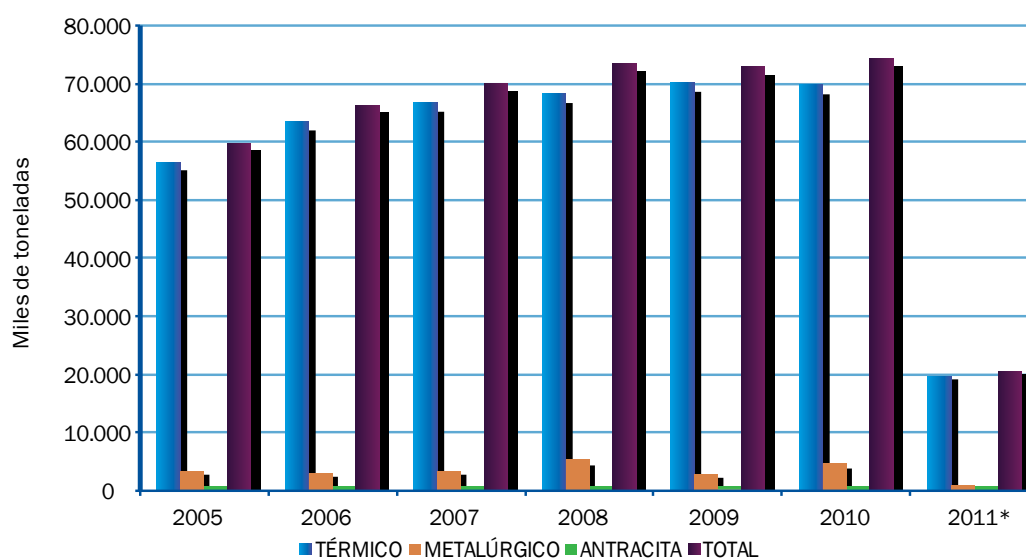


PRODUCCIÓN POR TIPO DE CARBÓN
(Miles de toneladas)
2005 - 2011

Producción				
Año	Térmico	Metalúrgico	Antracita	Total
2005	56.338	3.311	25,23	59.675
2006	63.420	2.768	4,80	66.192
2007	66.591	3.306	5,49	69.902
2008	68.191	5.305	5,93	73.502
2009	70.121	2.537	150,09	72.807
2010	69.777	4.571	2,03	74.350
2011*	19.430	910	0,60	20.341

* Primer trimestre 2011.
Fuente: Ecocarbón; Minercol; Dane (Comercio Exterior) y UPME (Balance Energético Nacional).
Elaboró: UPME, mayo de 2011.
Periodicidad trimestral.

PRODUCCIÓN POR TIPO DE CARBÓN



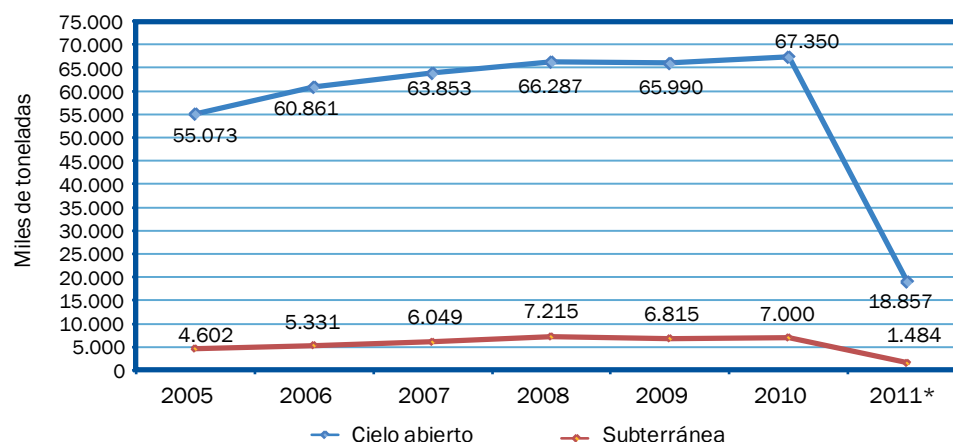
Fuente: Ecocarbón; Minercol; Dane (Comercio Exterior) y UPME (Balance Energético Nacional).
* Primer trimestre 2011.

PRODUCCIÓN POR TIPO DE MINERÍA
(Miles de toneladas)

Tipo de minería	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Cielo abierto	55.073	60.861	63.853	66.287	65.990	67.350	18.857
Subterránea	4.602	5.331	6.049	7.215	6.817	7.000	1.484
Porcentaje producción C.A.	92,29%	91,95%	91,35%	90,18%	90,64%	90,59%	92,70%
Porcentaje producción Subterránea	7,71%	8,05%	8,65%	9,82%	9,36%	9,41%	7,30%

* Primer trimestre 2011.
Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.
Periodicidad trimestral.

PRODUCCIÓN DE CARBÓN POR TIPO DE MINERÍA



PRODUCCIÓN DE CARBÓN POR EMPRESA (Miles de toneladas) 2005 - 2011

Zona carbonífera	Proyectos	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
La Guajira	CERREJÓN ZONA NORTE	18.782,05	19.002,74	19.002,20	17.982,94	15.881,74	15.353,44	4.214,46
	CONSORCIO CERREJON - ÁREA PATILLA	4.881,29	5.177,66	5.488,48	4.535,55	5.287,91	5.622,65	1.248,16
	CARBONES COLOMBIANOS DEL CERREJÓN - ÁREA LA COMUNIDAD	736,50	834,50	733,94	1.095,48	1.178,20	1.227,05	418,14
	CARBONES DEL CERREJÓN - ÁREA LA COMUNIDAD	1.777,30	2.955,53	2.797,64	4.161,30	4.404,91	5.178,00	1.363,87
	CARBONES DEL CERREJÓN - ÁREA OREGANAL	1.002,90	1.103,06	2.047,19	4.164,59	4.678,16	3.717,11	931,97
Total La Guajira	TOTAL GUAJIRA	27.180,03	29.073,49	30.069,45	31.939,86	31.430,93	31.098,25	8.176,59
Cesar	DRUMMOND LTD - ÁREA LA LOMA	21.463,76	21.619,60	22.898,18	21.396,55	18.431,53	18.072,85	3.817,03
	DRUMMOND LTD - EL DESCANSO	0,00	0,00	0,00	0,00	2.157,78	2.951,53	1.699,08
	CARBONES DEL TESORO S.A.	0,00	0,00	1.209,73	1.849,48	1.317,93	1.415,50	614,04
	CARBONES DE LA JAGUA	1.836,18	1.942,38	2.625,17	2.517,10	2.667,54	1.572,88	909,34
	CONSORCIO MINERO UNIDO S.A.	1.349,29	1.478,07	551,69	0,00	801,26	1.753,16	778,90
	C.I. PRODECO S.A.	1.502,20	2.878,84	3.725,15	4.697,69	5.700,06	5.233,78	1.339,34
	COMPAÑÍA CARBONES DEL CESAR S.A. COLOMBIA NATIONAL RESOURCES - CNR	723,66	1.460,90	1.461,58	1.299,23	1.045,06	1.516,26	531,48
	NORCARBÓN S.A. - ÁREA LA DIVISA	149,77	422,89	389,46	356,04	306,72	508,58	106,93
	CARBONES SORORIA LTDA - ÁREA SORORIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	VALE COAL COLOMBIA LTD - DIAMOND LTDA-EMCARBÓN S.A -CARIBE	0,00	0,00	0,00	1.560,09	1.622,23	2.990,99	835,49
	CARBOANDES S.A.	684,65	1.315,61	325,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	CERROLARGO CENTRO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SIMINERA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total Cesar	TOTAL CESAR	27.709,50	31.118,28	33.186,57	33.676,18	34.050,11	36.015,53	10.631,63
Total Córdoba	CARBONES DEL CARIBE - ÁREA LA GUACAMAYA	183,26	512,12	480,96	493,16	392,32	100,44	39,30
Interior del País	ANTIOQUIA	488,23	427,56	230,13	403,92	655,80	149,37	62,39
	BOYACÁ	1.280,13	1.756,38	2.275,22	2.230,95	2.276,23	2.675,94	574,41
	CASANARE	0,00	0,00	0,12	0,06	0,57	0,45	0,10
	CAUCA	43,99	28,80	17,88	9,93	4,92	0,99	0,00
	CUNDINAMARCA	1.176,31	1.074,02	1.784,74	2.405,64	1.941,59	2.056,11	562,84
	SANTANDER	0,00	157,33	116,29	178,13	116,53	135,90	9,77
	NORTE DE SANTANDER	1.403,59	1.931,27	1.691,29	2.085,19	1.938,40	2.117,16	284,24
VALLE DEL CAUCA	210,07	112,61	49,56	79,05	0,00	0,00	0,00	
Total Interior		4.602,31	5.487,98	6.165,22	7.392,87	6.934,05	7.135,92	1.493,75
Total Nacional		59.675	66.192	69.902	73.502	72.807	74.350	20.341

* Primer trimestre 2011.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.

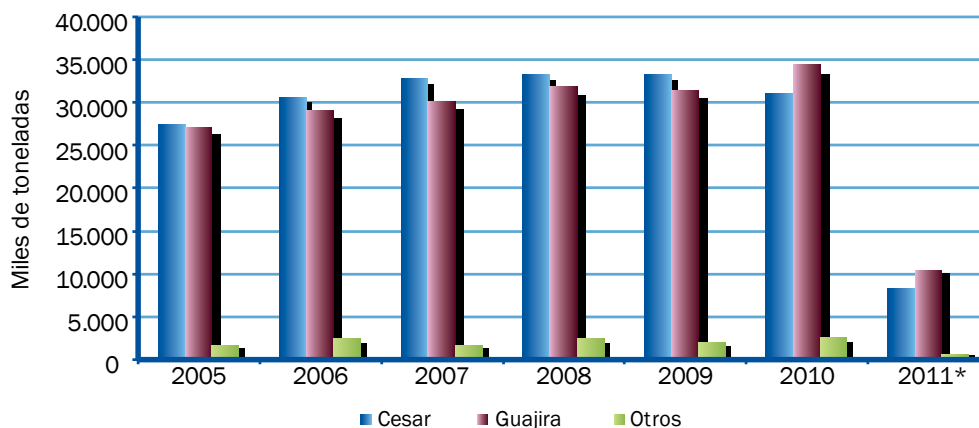
Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.
Periodicidad Trimestral.

EXPORTACIONES DE CARBÓN POR DEPARTAMENTO
(Miles de toneladas)
2005 - 2011

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Guajira	27.180,03	29.073,49	30.069,45	31.939,86	31.430,93	31.098,25	8.176,59
Cesar	27.472,66	30.735,97	32.896,18	33.354,46	33.397,75	34.427,37	10.420,96
Córdoba	103,15	226,90	62,05	24,56	0,00	0,00	0,00
Antioquia	1,89	0,00	5,46	0,55	0,00	24,53	0,00
Boyacá	68,46	214,42	117,86	397,42	229,76	410,53	277,63
Casanare	0,00	0,00	0,00	0,06	0,26	0,15	0,00
Cauca	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cundinamarca	327,71	403,85	296,61	503,54	503,86	759,47	143,57
Santander	-	82,05	38,00	17,11	9,00	4,86	0,00
Norte de Santander	1.110,67	1.514,34	1.089,42	1.523,30	1.184,63	1.423,21	108,44
Valle del cauca	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00
Total departamentos	56.264,56	62.251,03	64.575,04	67.760,86	66.756,18	68.148,36	19.127,19

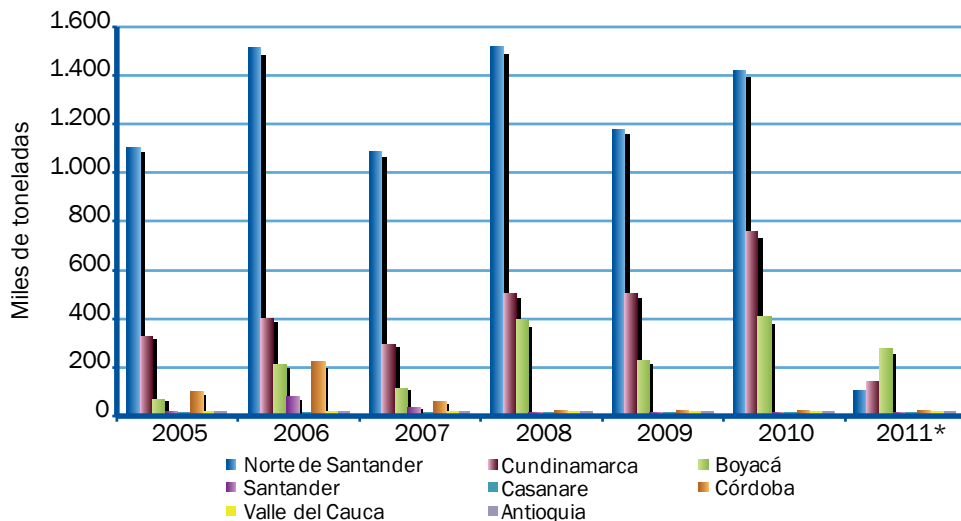
* Primer trimestre 2011.
Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.
Periodicidad Trimestral.

EXPORTACIONES DE CARBÓN 2005 - 2011



* Primer trimestre 2011.
Fuente: Ingeominas.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.
Periodicidad trimestral.

EXPORTACIONES DE CARBÓN OTROS DEPARTAMENTOS
2005 - 2011



PRODUCCIÓN DE ORO POR DEPARTAMENTO
(Kilogramos)
2005 - 2011

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Amazonas	3,45	0,00	0,26	1,00	0,00	0,00	0,00
Antioquia	22.376,18	10.724,24	11.414,18	25.995,60	28.027,85	18.898,47	4.090,01
Bolívar	4.194,27	991,13	417,27	2.389,82	3.431,14	5.763,72	1.051,11
Caldas	2.013,33	1.416,57	1.120,85	1.080,28	1.217,53	1.200,49	294,57
Caquetá	2,34	0,10	0,09	0,54	0,18	3,08	0,97
Cauca	349,86	281,40	350,69	621,54	2.316,77	1.036,72	398,52
Chocó	1.882,35	1.192,29	1.589,95	3.340,44	10.847,19	24.529,71	6.451,01
Córdoba	3.720,74	462,02	14,26	82,02	454,79	638,22	24,58
Cundinamarca	0,00	0,00	0,00	0,00	0,69	0,00	0,00
Guanía	73,07	11,33	4,65	14,50	5,52	22,43	9,36
Huila	7,12	2,84	3,67	4,81	22,28	43,55	11,56
Magdalena	0,00	0,00	0,00	8,24	4,59	0,42	0,00
Nariño	203,53	122,06	199,57	238,67	442,66	328,83	29,78
Putumayo	45,33	3,54	1,20	7,31	15,92	13,38	6,21
Quindío	1,18	0,86	1,27	7,96	14,69	20,67	0,00
Risaralda	35,46	29,95	24,67	30,05	43,75	35,24	10,97
Santander	520,92	139,61	35,97	61,97	140,07	53,83	24,49
Tolima	238,13	241,47	255,15	217,25	275,80	483,06	55,39
Valle del Cauca	114,84	62,55	47,00	203,08	569,99	522,04	100,19
Vaupés	4,14	0,79	0,48	0,37	4,00	7,98	0,18
Otros**	0,00	0,07	0,38	15,58	2,37	3,82	0,00
Total nacional	35.786,25	15.682,84	15.481,55	34.321,02	47.837,77	53.605,66	12.558,90

* Primer trimestre 2011.

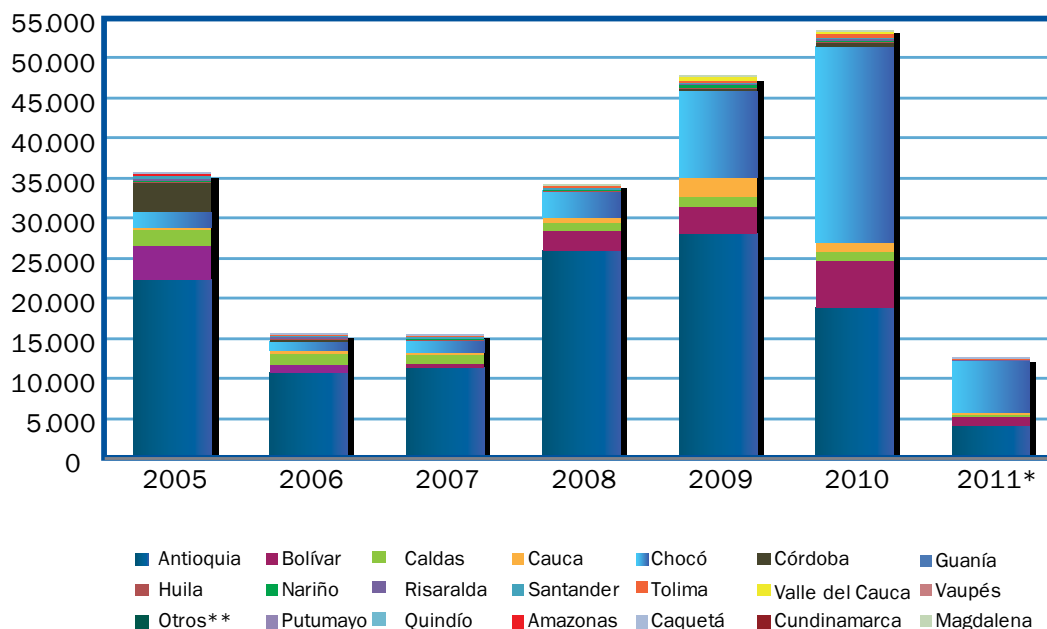
** En otros se incluyen Arauca, Atlántico, Boyacá, Cesar, Cundinamarca, La Guajira, Guaviare, Meta, Norte de Santander, Sucre y Vichada.

Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.

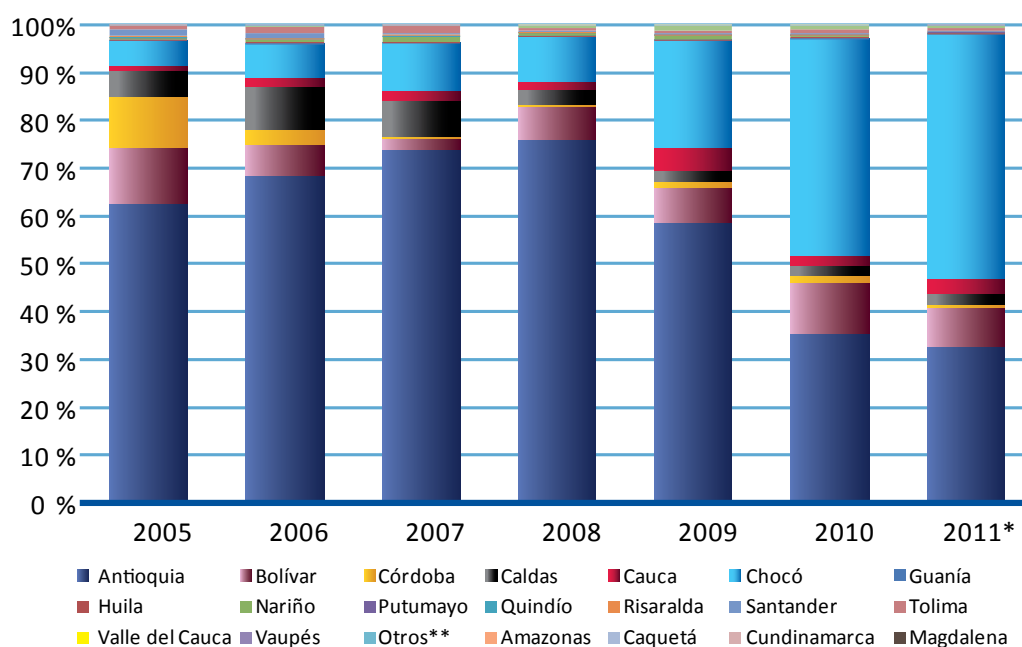
Elaboró: UPME, mayo de 2011.

Periodicidad trimestral.

APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
(Kilogramos)
2005 - 2011



PARTICIPACIÓN POR DEPARTAMENTO EN LA PRODUCCIÓN NACIONAL



PRODUCCIÓN DE PLATA POR DEPARTAMENTO (Kilogramos) 2005 - 2011

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Amazonas	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Antioquia	4.363,55	5.429,39	7.151,53	6.392,72	6.559,61	8.792,68	2.145,34
Bolívar	269,20	285,54	9,50	130,15	396,05	703,99	88,57
Caldas	1.982,82	2.246,76	1.859,61	1.934,80	1.919,85	1.892,53	446,57
Cauca	11,39	19,20	9,90	101,98	6,83	4,32	1,02
Caquetá	0,24	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Chocó	184,77	217,49	226,18	395,17	1.718,57	3.623,37	1.759,15
Córdoba	200,35	61,21	2,09	2,02	63,06	107,15	0,32
Guainía	8,09	3,30	0,48	0,68	0,56	0,13	0,01
Huila	3,93	4,36	0,26	0,39	0,86	4,19	0,91
Magdalena	0,00	0,00	162,20	0,00	0,00	0,00	0,00
Nariño	14,36	6,52	11,85	18,00	12,93	30,25	0,73
Putumayo	2,66	0,06	0,08	0,13	0,32	0,65	0,15
Quindío	0,00	0,09	0,18	0,00	0,40	0,39	0,00
Risaralda	9,07	10,02	11,13	9,36	14,34	11,18	3,25
Santander	20,97	20,50	8,13	26,58	17,37	14,61	0,81
Tolima	68,92	93,31	112,31	96,05	79,04	102,32	8,46
Valle del Cauca	1,75	1,24	0,68	5,40	37,14	12,36	0,01
Vaupés	0,43	0,03	0,00	0,00	0,06	0,26	0,01
Otros**	0,00	0,01	198,61	48,12	0,00	0,00	0,00
Total nacional	7.142,70	8.399,05	9.764,71	9.161,55	10.826,98	15.300,37	4.455,30

* Primer trimestre 2011.

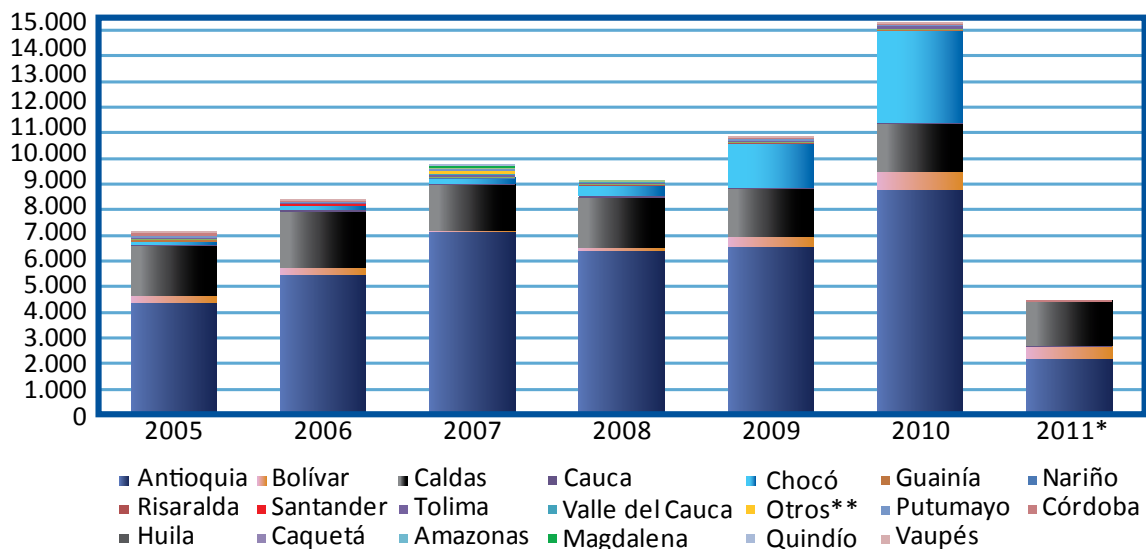
** En otros se incluyen Arauca, Boyacá, Cundinamarca, La Guajira, Guaviare, Meta, Sucre y Vichada.

Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.

Elaboró: UPME, mayo de 2011.

Periodicidad trimestral.

APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL (Kilogramos) 2005 - 2011



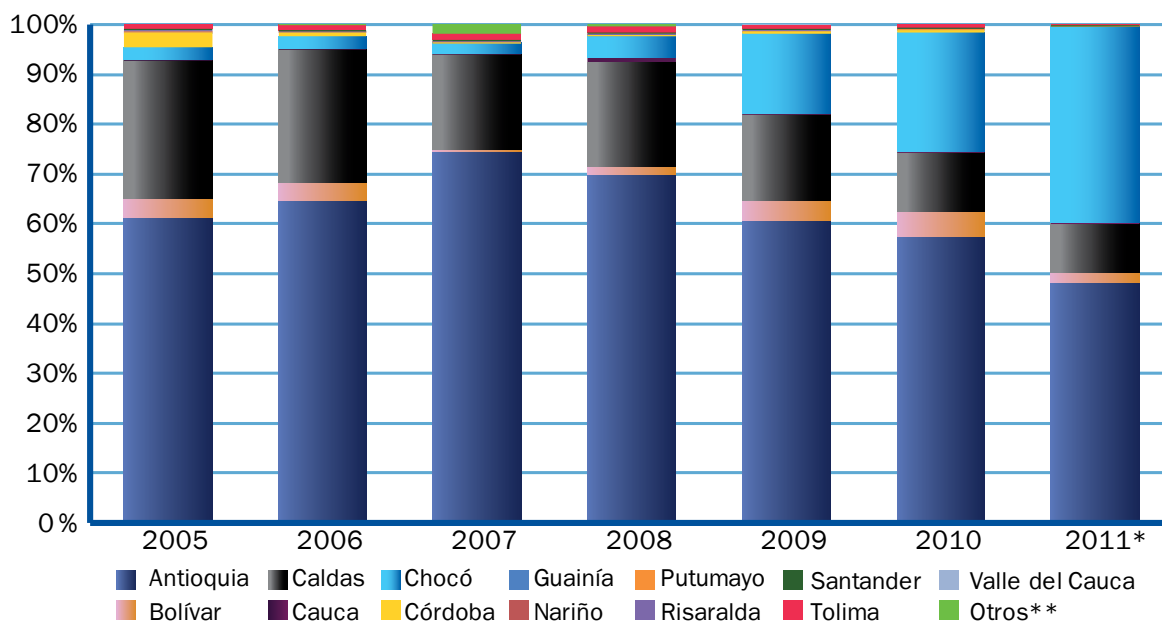
* Primer trimestre 2011.

** En otros se incluyen Arauca, Boyacá, Cundinamarca, La Guajira, Guaviare, Meta, Sucre y Vichada.

Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.

Elaboró: UPME, mayo de 2011.

PARTICIPACIÓN POR DEPARTAMENTO EN LA PRODUCCIÓN NACIONAL



PRODUCCIÓN DE PLATINO POR DEPARTAMENTO
(Kilogramos)
2005 - 2011

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Antioquia	1,39	12,95	3,46	1,65	1,57	4,31	1,31
Bolívar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	0,00
Cauca	1,44	1,22	1,01	0,69	1,70	0,00	0,00
Chocó	1.078,60	1.423,50	1.521,04	1.367,30	925,76	991,29	243,13
Córdoba	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nariño	0,18	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Valle del Cauca	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,40	0,00
Otros**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00
Total nacional	1.082,35	1.437,67	1.525,54	1.369,64	929,18	997,50	244,45

* Primer trimestre 2011.

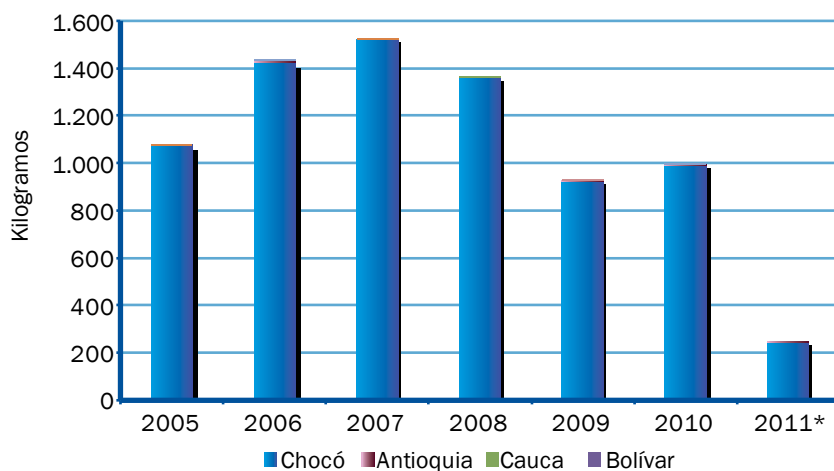
** En otros se incluyen Santander y Caldas.

Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.

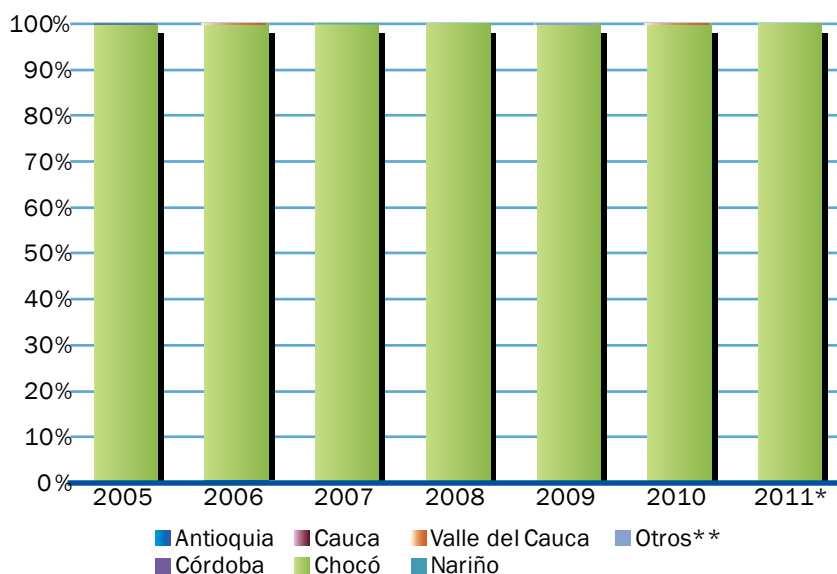
Elaboró: UPME, mayo de 2011.

Periodicidad trimestral.

APORTE POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL
2005 - 2011



PARTICIPACIÓN POR DEPARTAMENTO A LA PRODUCCIÓN NACIONAL

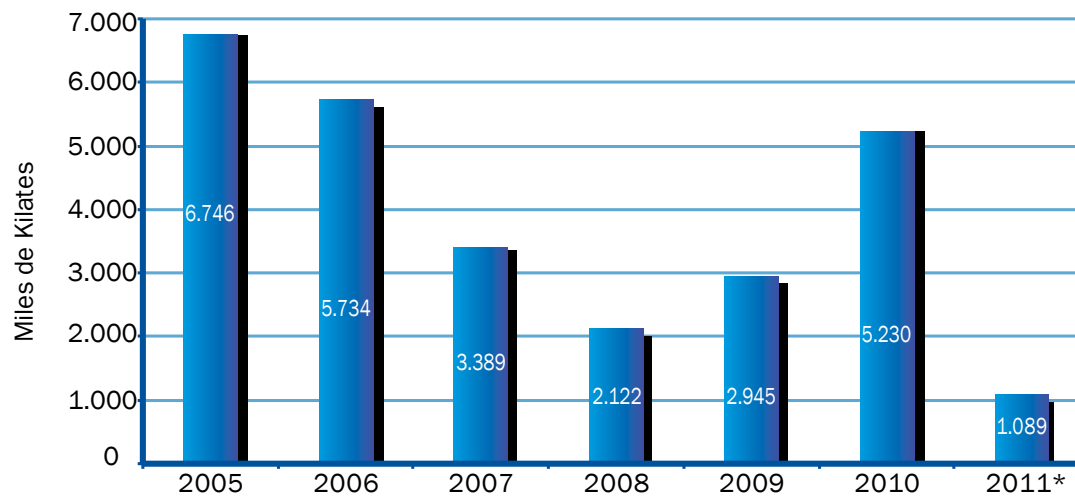


EXPORTACIONES DE ESMERALDAS
(Miles de quilates)
2005- 2011

MES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	1.582,13	1.320,92	870,95	67,84	78,98	1.050,76	188,53
Febrero	880,43	395,88	712,13	359,49	699,52	649,27	662,74
Marzo	418,58	271,72	220,09	31,15	22,51	436,18	237,25
Abril	426,52	137,91	153,52	646,81	54,78	842,34	0,00
Mayo	58,64	808,76	102,12	105,48	784,78	463,24	0,00
Junio	411,72	539,84	111,06	116,50	189,28	78,32	0,00
Julio	403,29	211,49	26,12	78,29	126,57	113,73	0,00
Agosto	586,95	205,60	59,30	200,28	282,88	69,79	0,00
Septiembre	1.063,71	628,15	645,50	151,34	440,01	212,10	0,00
Octubre	230,69	459,95	141,66	144,91	92,80	801,05	0,00
Noviembre	320,78	585,66	264,71	133,10	135,26	260,21	0,00
Diciembre	362,73	168,42	81,78	86,38	37,42	253,31	0,00
Total	6.746,17	5.734,30	3.388,95	2.121,56	2.944,80	5.230,29	1.088,52

* Primer trimestre 2011.
Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.
Periodicidad trimestral.

EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES
2005 - 2011



PRODUCCIÓN DE NÍQUEL

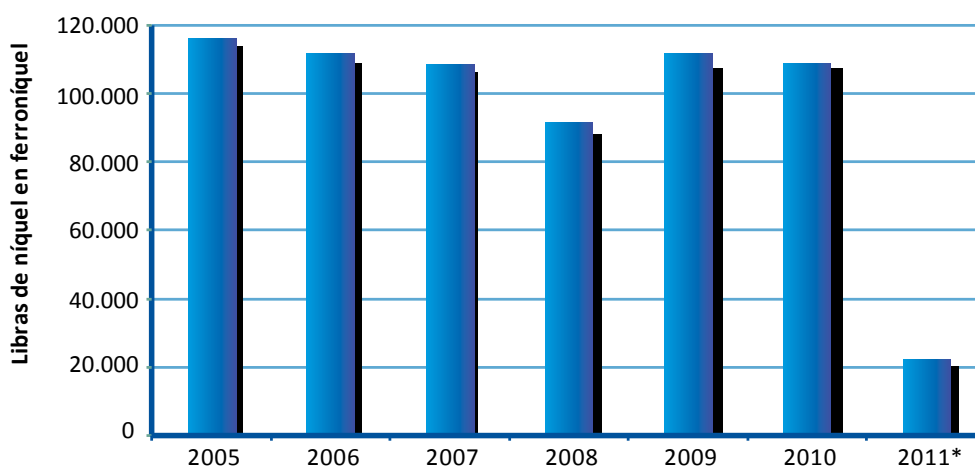
(Miles de libras)
2005 - 2011

Trimestre	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Primero	29.200,3	28.460,1	28.192,4	17.245,9	26.883,0	25.588,4	17.263,3
Segundo	30.156,3	28.042,4	27.905,4	22.375,2	30.236,4	28.687,9	5.188,9
Tercero	28.151,8	27.979,9	27.622,9	23.480,4	26.374,1	27.377,5	
Cuarto	28.777,1	27.727,5	24.994,5	28.690,6	28.688,6	27.348,4	
Total	116.285	112.210	108.715	91.792	112.182	109.002	22.452

* Datos a abril de 2011.
Fuente: Cerromatoso S.A.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.
Periodicidad mensual.

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE NÍQUEL CONTENIDO EN FERRONÍQUEL

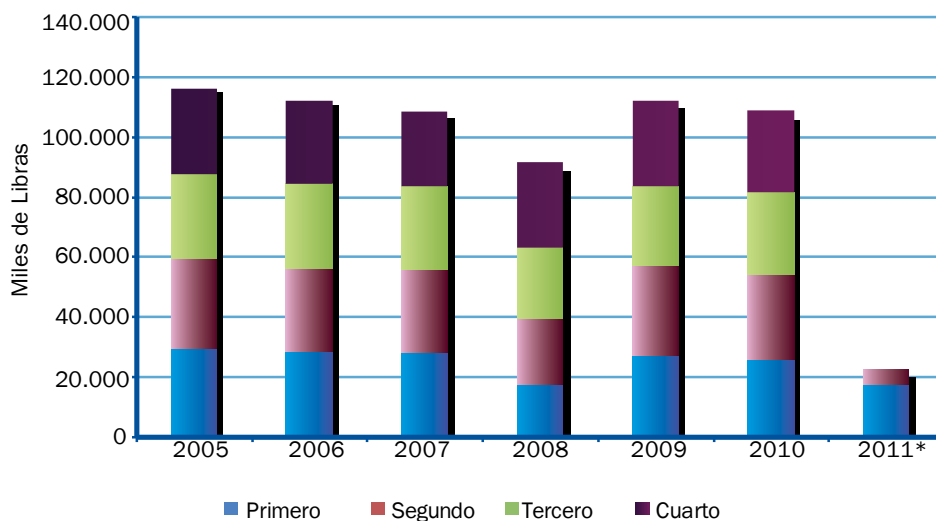
(Miles de libras)
2005 - 2011



* Datos a abril de 2011.
Fuente: Cerromatoso S.A.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.

PRODUCCIÓN DE NÍQUEL EN FERRONÍQUEL (TRIMESTRE)

(Miles de libras)

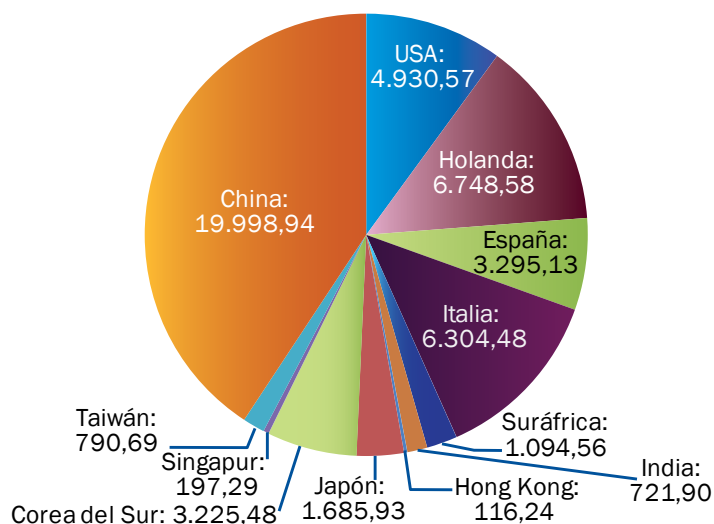


EXPORTACIONES DE NÍQUEL POR PAÍS DE DESTINO
(Toneladas)
2011

Región	País	2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011*	
		FeNi	Ni	FeNi	Ni	FeNi	Ni	FeNi	Ni	FeNi	Ni	FeNi	Ni	FeNi (ton)	Ni (ton)
AMÉRICA	USA	7.891	3.009	8.078	2.909	10.587	3.550	8.532	2.825	11.826	3.945	14.518	4.931	1.647	562
	Chile	-	-	-	-	-	-	20	7	-	-	-	-	-	-
	Brasil	22	8	763	276	2.048	692	3.356	1.107	646	209	-	-	-	-
	TOTAL AMÉRICA	7.913	3.018	8.840	3.184	12.635	4.242	11.907	3.940	12.471	4.154	14.518	4.931	1.647	562
EUROPA	Alemania	-	-	-	-	1.848	611	10.145	3.353	-	-	-	-	-	-
	Suecia	44	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bélgica	7.209	2.739	8.561	3.134	6.417	2.186	2.438	792	-	-	-	-	-	-
	Holanda	-	-	-	-	9.899	3.310	10.451	3.456	21.538	7.289	19.505	6.749	7.162	2.567
	España	15.911	6.003	19.927	7.170	14.902	5.026	13.860	4.533	5.506	1.846	9.767	3.295	1.617	558
	Finlandia	-	-	-	-	2.073	659	-	-	-	-	-	-	-	-
	Francia	3.811	1.416	4.148	1.500	5.638	1.913	1.488	494	382	128	-	-	-	-
	Italia	31.104	11.724	30.554	11.039	22.336	7.635	10.369	3.428	21.796	7.307	18.741	6.304	3.602	1.235
	TOTAL EUROPA	58.079	21.900	63.190	22.843	63.114	21.339	48.751	6.057	49.222	16.570	48.013	16.348	12.380	4.360
ASIA	China	25.264	9.521	23.374	8.431	41.046	14.087	31.826	10.513	77.131	25.877	58.879	19.999	11.996	4.161
	India	151	57	7.814	2.804	5.397	1.832	682	225	18	7	2.107	722	-	-
	Hong Kong	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	276	116	-	-
	Japón	8.855	3.353	6.119	2.229	9.820	3.325	6.857	2.252	3.615	1.191	4.889	1.686	1.684	584
	Corea del Sur	17.265	6.494	17.945	6.525	3.178	1.059	3.855	1.250	3.553	1.246	9.177	3.225	1.821	630
	Singapore	-	-	-	-	-	-	3.289	1.067	3.131	1.021	570	197	-	-
	Taiwan	13.761	5.155	10.126	3.718	3.519	1.215	10.843	3.599	2.814	962	2.258	791	392	154
	TOTAL ASIA	65.295	24.580	65.378	23.707	62.961	21.517	57.351	18.906	90.263	30.305	78.155	26.736	15.893	5.529
ÁFRICA	Suráfrica	3.320	1.262	4.409	1.599	4.945	1.681	2.056	658	301	104	3.268	1.095	-	-
	TOTAL ÁFRICA	3.320	1.262	4.409	1.599	4.945	1.681	2.056	658	301	104	3.268	1.095	-	-
TOTAL EXPORTACIONES		134.608	50.760	141.817	51.332	143.656	48.779	120.066	39.560	152.257	51.133	143.954	49.110	29.921	10.452

* Datos a abril de 2011.
Fuente: Cerromatosa S.A. (FeNi, Ferroníquel; Ni, Níquel).
Elaboró: UPME, mayo de 2011.
Periodicidad Mensual.

**EXPORTACIONES DE NIQUEL
POR PAÍS DE DESTINO 2010**
(Toneladas)

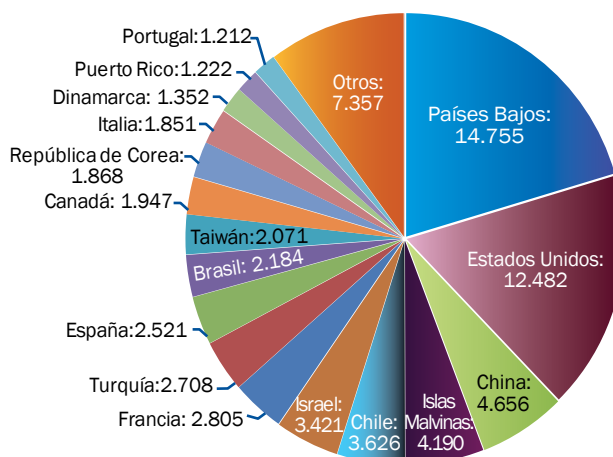


**EXPORTACIONES DE CARBÓN POR PAÍS DE DESTINO
2010**

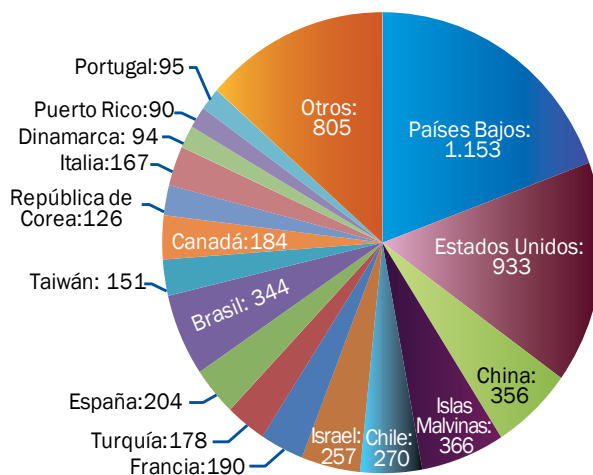
País	Toneladas	Millones US\$
Países Bajos	14.754.601	1.153
Estados Unidos	12.481.955	933
China	4.655.944	356
Islas Malvinas	4.190.318	366
Chile	3.626.074	270
Israel	3.420.753	257
Francia	2.804.730	190
Turquía	2.708.225	178
España	2.521.360	204
Brasil	2.183.673	344
Taiwán	2.071.153	151
Canadá	1.947.246	184
República de Corea	1.867.939	126
Italia	1.850.753	167
Dinamarca	1.352.080	94
Puerto Rico	1.221.573	90
Portugal	1.211.939	95
Otros	7.356.562	805
Total	72.226.878	6.015

Fuente: Datos de comercio exterior DANE.
Elaboró: UPME, abril 2011.
Periodicidad mensual.

**VALOR EXPORTACIONES DE CARBÓN
POR PAÍS DE DESTINO
2010**
(Miles de toneladas)



VALOR EXPORTACIONES DE CARBÓN POR PAÍS DE DESTINO 2010
(Millones de US \$)

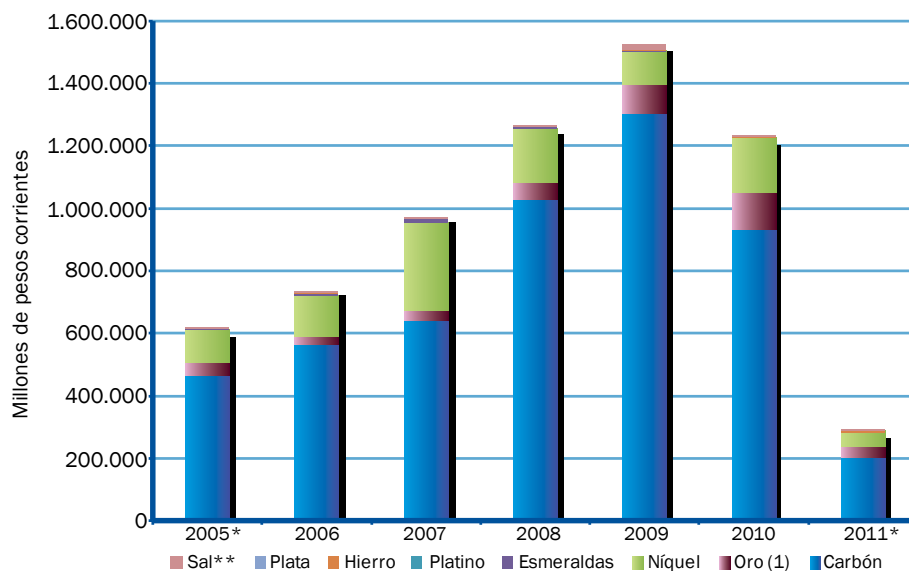


IMPUESTOS Y REGALÍAS RECAUDADOS DE LOS PRINCIPALES MINERALES
(Millones de pesos corrientes)
2005 - 2011

Mineral	2005*	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Carbón	468.327,66	563.132,12	643.221,24	1.027.036,99	1.303.883,62	931.427,97	203.128,11
Oro (1)	38.565,56	26.329,16	29.765,05	56.589,48	92.050,57	119.990,94	34.411,27
Níquel	106.271,09	134.917,30	281.779,50	174.062,88	108.571,94	174.301,85	50.041,75
Esmeraldas	3.661,03	5.623,06	12.296,95	6.749,03	3.306,62	3.977,44	630,09
Platino	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p
Hierro	1.919,00	3.866,49	4.164,00	2.255,61	2.055,15	936,75	338,82
Plata	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p	i.m.p
Sal**	1.855,00	1.973,48	1.882,76	1.828,81	17.610,33	2.972,21	2.063,17
Total	620.599	735.842	973.110	1.268.523	1.527.748	1.233.607	290.613

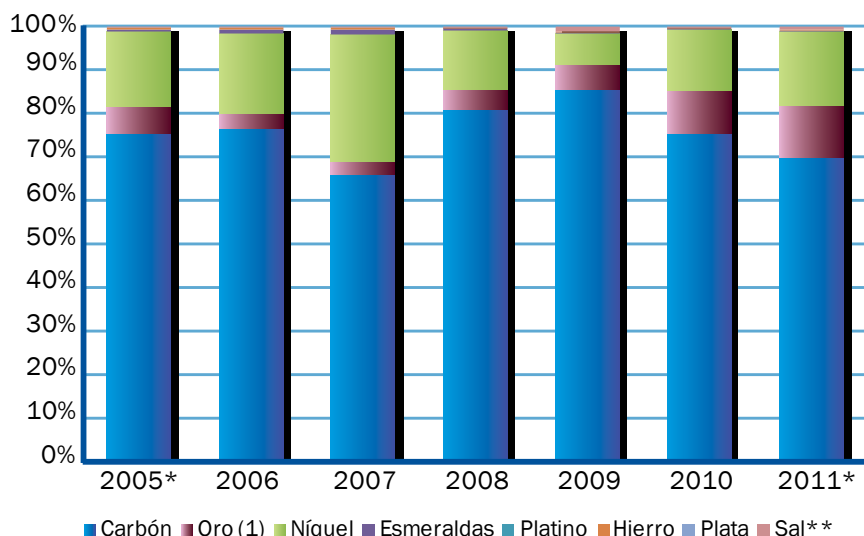
* Primer trimestre.
Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.
** Regalías liquidadas por producción directa de sal, reporte de IFI concesión de salinas e Ingeominas.
i.m.p incluido en metales preciosos. (1) total metales preciosos.
Elaboró: UPME, mayo de 2011. Periodicidad trimestral.

EVOLUCIÓN DE APOORTE DE IMPUESTOS Y REGALÍAS POR MINERAL
2005 - 2011



* Primer trimestre.
Fuente: Ingeominas, datos basados en regalías.
** Regalías liquidadas por producción directa de sal, reporte de IFI concesión de salinas e Ingeominas.
Elaboró: UPME, mayo de 2011.

PARTICIPACIÓN DE LAS REGALÍAS POR MINERAL

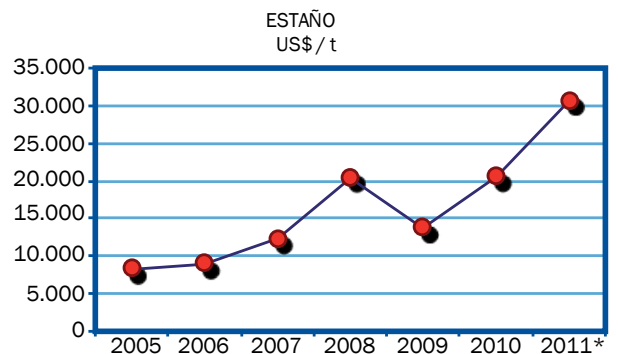
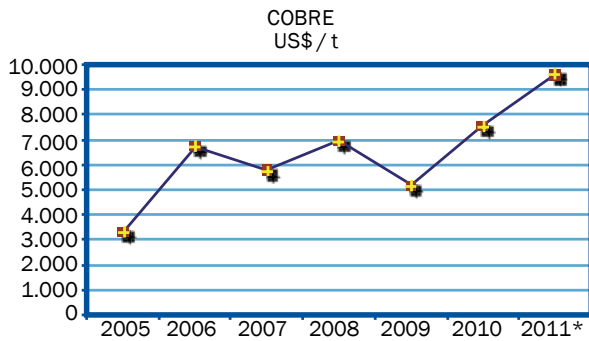
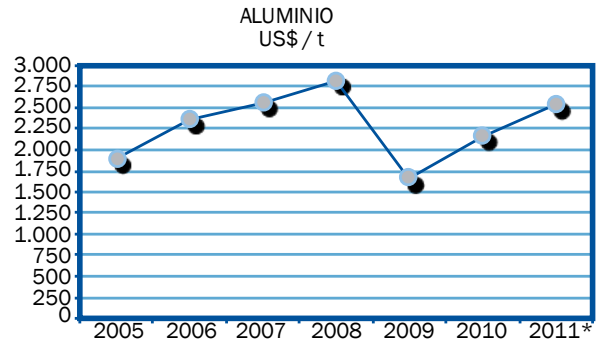
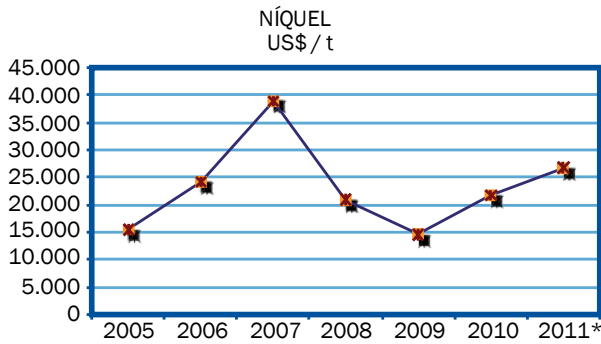
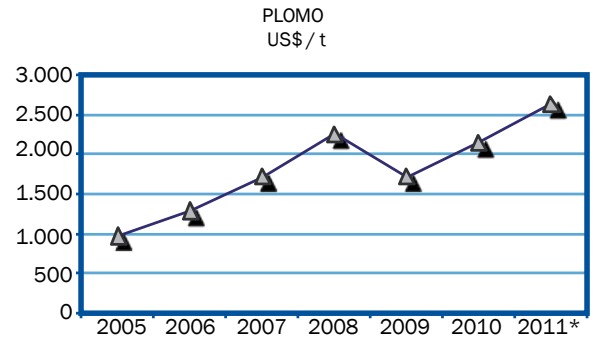
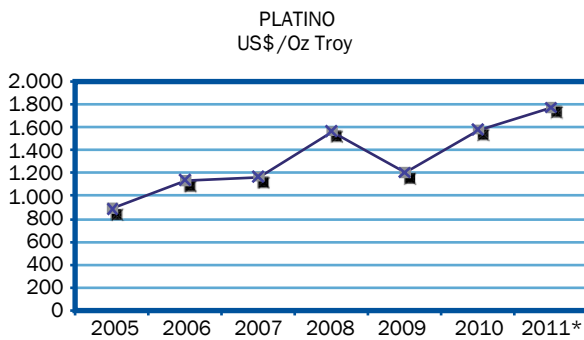
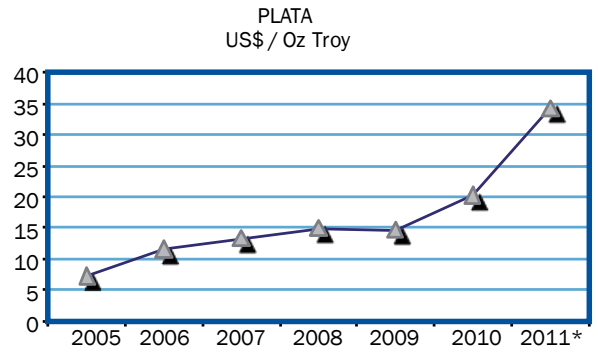
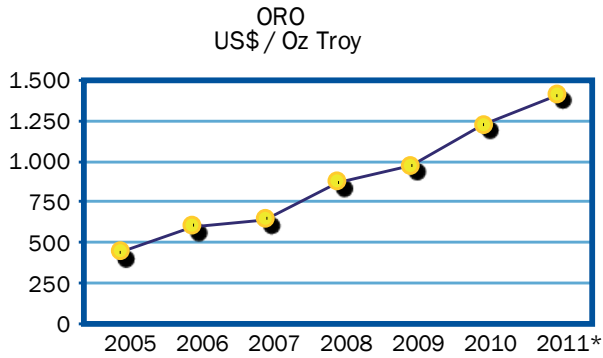


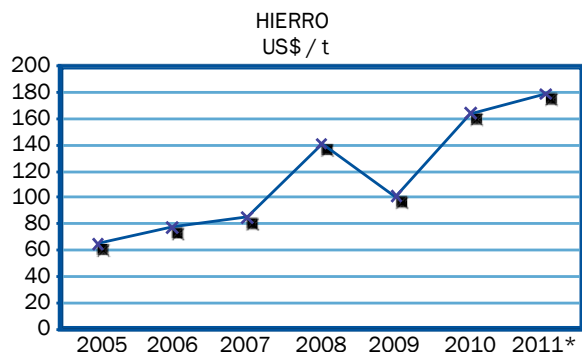
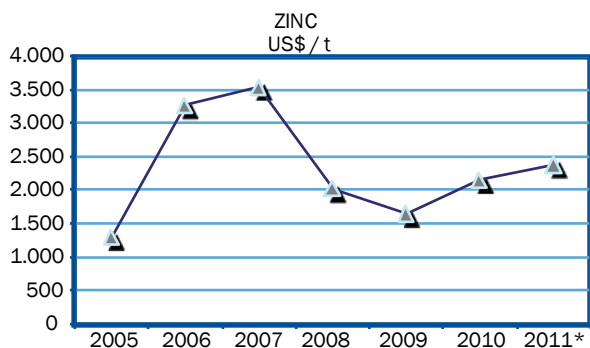
PRECIOS INTERNACIONALES DE MINERALES PROMEDIO ANUAL 2005 - 2011

Mineral	Oro	Plata	Platino	Estaño	Plomo	Aluminio	Cobre	Zinc	Níquel	Hierro
Año	US\$ / Oz Troy			US\$ / t						
2005	444,74	7,31	896,87	8.094,00	980,00	1.898,00	3.299,00	1.311,00	15.547,00	65,00
2006	603,46	11,54	1.142,31	8.764,00	1.288,00	2.363,00	6.718,00	3.273,00	24.232,00	77,35
2007	647,46	13,35	1.173,43	12.129,00	1.720,00	2.568,00	5.760,00	3.546,00	38.968,00	84,70
2008	871,79	14,96	1.569,75	20.325,82	2.256,15	2.826,27	6.927,40	2.024,70	20.936,69	140,60
2009	973,38	14,70	1.207,93	13.549,36	1.717,71	1.664,06	5.148,35	1.654,35	14.644,04	101,00
2010	1.224,39	20,15	1.583,92	20.386,57	2.147,18	2.172,27	7.521,54	2.159,88	21.798,40	163,75
2011*	1.406,74	34,25	1.778,43	30.527,46	2.636,99	2.539,94	9.608,25	2.388,72	26.752,42	178,86
2010										
Enero	1.117,96	17,81	1.562,75	17.688,25	2.367,03	2.234,53	7.239,50	2.433,78	18.430,00	101,00
Febrero	1.095,41	15,87	1.519,40	16.346,25	2.121,23	2.048,23	6.847,20	2.156,08	18.964,75	101,00
Marzo	1.113,34	17,11	1.599,43	17.528,91	2.171,24	2.204,78	7.461,91	2.274,39	22.446,30	101,00
Abril	1.148,69	18,10	1.715,55	18.669,25	2.264,10	2.316,08	7.743,70	2.366,00	26.014,75	167,00
Mayo	1.204,13	18,43	1.628,35	17.550,26	1.881,68	2.039,76	6.836,71	1.967,42	21.995,26	167,00
Junio	1.232,26	18,45	1.551,91	17.303,86	1.702,82	1.930,66	6.498,02	1.742,09	19.377,73	167,00
Julio	1.192,56	17,96	1.525,59	18.174,55	1.835,82	1.987,30	6.734,00	1.842,89	19.508,18	205,00
Agosto	1.215,81	18,36	1.541,10	20.733,10	2.074,31	2.117,07	7.282,12	2.043,67	21.404,52	205,00
Septiembre	1.270,98	20,55	1.591,75	22.685,00	2.183,16	2.161,61	7.709,57	2.150,59	22.637,73	205,00
Octubre	1.341,80	23,39	1.688,69	26.325,24	2.378,36	2.345,57	8.291,29	2.371,43	23.796,67	182,00
Noviembre	1.370,06	26,54	1.692,77	25.491,59	2.375,48	2.332,16	8.468,39	2.290,59	22.901,59	182,00
Diciembre	1.389,70	29,21	1.389,70	26.142,62	2.410,93	2.349,52	9.146,07	2.279,64	24.103,33	182,00
Promedio	1.224,39	20,15	1.583,92	20.386,57	2.147,18	2.172,27	7.521,54	2.159,88	21.798,40	163,75
2011										
Enero	1.356,40	28,40	1.719,95	27.446,00	2.600,13	2.438,73	9.554,13	2.370,38	25.638,50	179,63
Febrero	1.372,73	30,78	1.826,00	31.506,50	2.585,43	2.507,33	9.866,75	2.464,28	28.246,75	187,18
Marzo	1.424,01	35,86	1.770,17	30.714,57	2.622,30	2.551,76	9.529,57	2.348,59	26.803,04	169,36
Abril*	1.473,81	41,97	1.797,61	32.442,78	2.740,08	2.661,92	9.482,56	2.371,61	26.321,39	179,26
Promedio	1.406,74	34,25	1.778,43	30.527,46	2.636,99	2.539,94	9.608,25	2.388,72	26.752,42	178,86

Fuente: Bolsa de Metales de Londres (LME) y Kitco. Algunos datos fueron ajustados según lo publicado en http://www.kitco.com/scripts/hist_charts/yearly_graphs.plx
 Index Mundi, según lo publicado en <http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=mineral-de-hierro&meses=240>
 Elaboró: UPME, mayo de 2011.
 Periodicidad mensual.

PRECIOS INTERNACIONALES DE MINERALES
 PROMEDIO ANUAL
 2005 - 2011





Fuente: Bolsa de Metales de Londres (LME) y Kitco. Algunos datos fueron ajustados según lo publicado en http://www.kitco.com/scripts/hist_charts/yearly_graphs.plx.
 Index Mundi, según lo publicado en <http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=mineral-de-hierro&meses=240>.
 * Datos a abril de 2011.
 Elaboró: UPME, mayo de 2011.

PRECIOS FOB DE EXPORTACIÓN DE CARBÓN

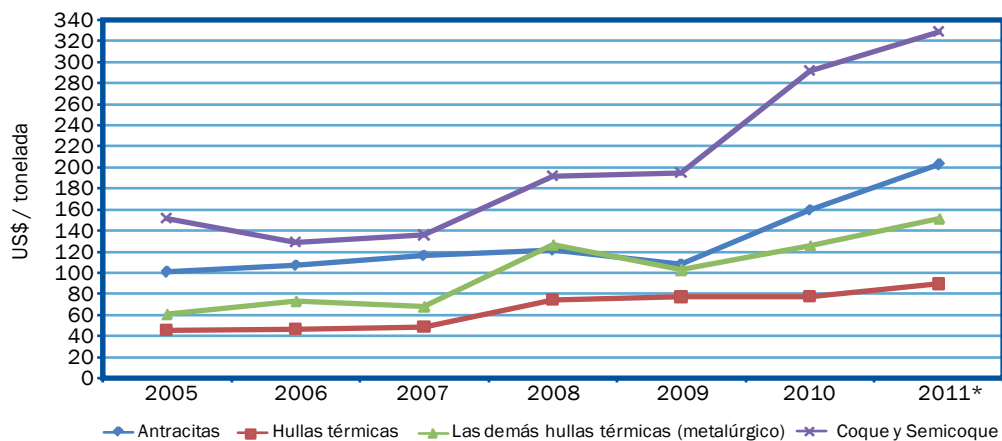
Dólares por tonelada (US\$ /t)
2005 - 2011

Tipo de Carbón	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Antracitas	100,30	107,05	116,65	121,50	108,46	159,85	209,85
Hullas térmicas	45,16	46,37	48,56	74,28	76,95	77,31	89,30
Las demás hullas térmicas (metalúrgico)	60,93	72,97	68,27	126,97	102,37	125,84	151,18
Coque y Semicoque	151,19	128,83	135,39	191,54	194,37	291,44	328,27

Fuente: datos de comercio exterior DANE.
 Elaboró: UPME, abril de 2011.
 * Datos a marzo de 2011.
 Periodicidad mensual.

PRECIOS FOB EXPORTACIÓN

DÓLARES POR TONELADA (US\$ / ton)



Fuente: datos de comercio exterior DANE Elaboró: UPME, abril de 2011 * Datos a marzo de 2011

PROMEDIO MENSUAL PRECIO INTERNACIONAL DEL CARBÓN
Dólares por tonelada (US\$ / t)

Puerto		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2010													
Puerto Bolívar Europa	11,300 Btu GAR	72,75	60,75	61,93	70,50	76,75	79,50	79,25	79,50	79,05	83,25	93,75	100,25
Puerto Bolívar USA		72,75	60,75	61,93	70,50	76,75	79,50	79,25	79,50	79,05	83,25	93,75	100,25
2011													
Puerto Bolívar Europa	11,300 Btu GAR	109,125	110,69	114,54	119,623	113,58	113,33						
Puerto Bolívar USA		109,125	110,69	114,54	119,623	113,58	113,33						

Fuente: Promedio de los referentes semanales McCloskey's steam coal spot FOB prices.

CONSOLIDADO EXPORTACIONES - CARBONES
Período enero 1 de 2010 a diciembre 31 de 2010

Carbones	Fob_Dólares	Fob_Pesos	Total Kilos Neto
Antracita en bruto	324.340	613.718.809	2.028.969
Carbón en bruto (térmico)	5.350.129.513	10.156.885.673.030	69.207.599.845
Metalúrgico	153.033.803	287.748.222.622	1.216.083.061
Otros carbones	17.293.956	32.284.592.539	105.153.079
Coques y semicoques	494.007.890	936.442.321.752	1.695.082.376
Procesado	388.480	734.383.421	911.000
Total	6.015.177.982	11.414.708.912.173	72.226.858.330

Fuente: DANE.

CONSOLIDADO EXPORTACIONES - CARBONES
Período enero 1 de 2009 a diciembre 31 de 2009

Carbones	Fob_Dólares	Fob_Pesos	Total Kilos Neto
Antracita en bruto	16.278.166	35.518.585.642	150.086.480
Carbón en bruto (térmico)	5.136.158.889	11.088.745.733.313	66.743.330.170
Metalúrgico	78.202.264	170.477.252.398	763.908.771
Otros carbones	26.366.754	58.937.858.850	208.185.385
Coques y semicoques	158.977.754	331.230.179.101	817.901.380
Procesado	397.480	884.528.912	894.497
Total	5.416.381.307	11.685.794.138.216	68.684.306.683

Fuente: DANE.

CONSOLIDADO EXPORTACIONES - CARBONES
Período enero 1 de 2008 a diciembre 31 de 2008

Carbones	Fob_Dólares	Fob_Pesos	Total Kilos Neto
Antracita en bruto	720.938	1.393.397.480	5.932.590
Carbón en bruto (térmico)	4.481.080.573	8.743.322.051.270	60.326.970.626
Metalúrgico	96.801.423	198.450.734.952	762.392.530
Otros carbones	14.967.230	27.725.488.010	72.927.612
Coques y semicoques	449.474.785	857.784.087.585	2.346.598.498
Procesado	285.445	576.298.348	560.492
Total	5.043.330.394	9.829.252.057.645	63.515.382.348

Fuente: DANE.

PRECIOS INTERNOS DE CARBÓN Y COQUE
2005 - 2010

Mineral	Unidades	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Carbón Térmico (1)	\$Corrientes / t	55.762	62.000	75.233	114.218	94.359	99.639
	US\$ / t ⁽²⁾	20,66	55,00	37,00	47,42	43,14	52,47
Coque	\$Corrientes / t	270.000	205.000	258.000	189.000	149.000	303.000
	US\$ / t ⁽²⁾	100,05	110,00	129,00	78,47	68,12	159,56

Fuente: comercializadoras y termoeléctricas.

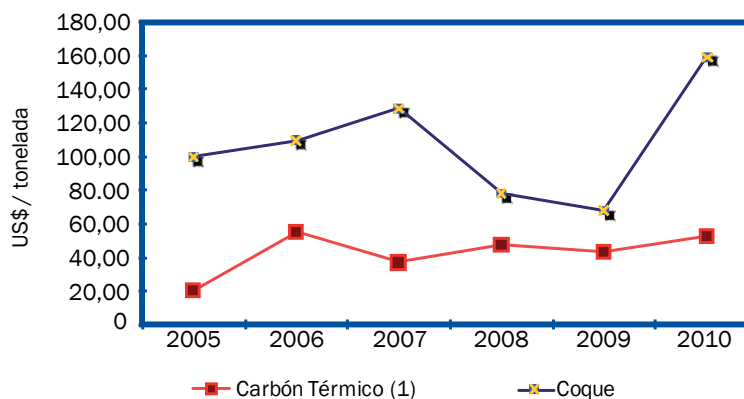
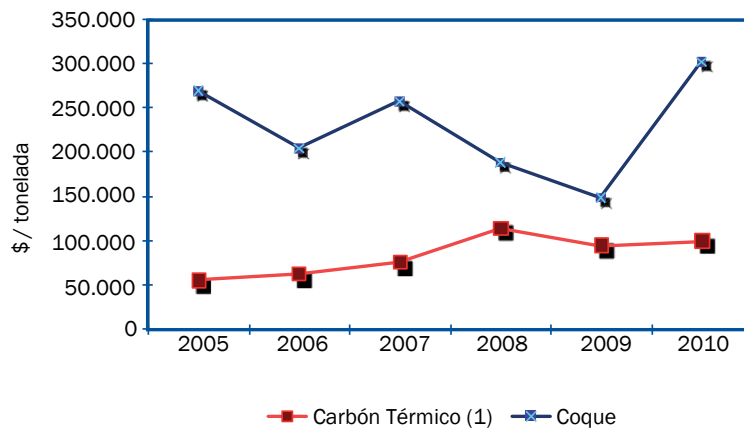
Elaboró: UPME, marzo de 2011.

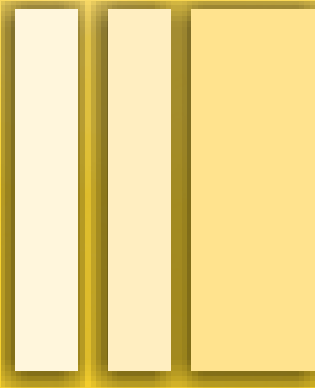
(1) Precio promedio reportado por termoeléctricas.

(2) Cálculo UPME, con base en la TRM promedio de cada año y reportes de productores.

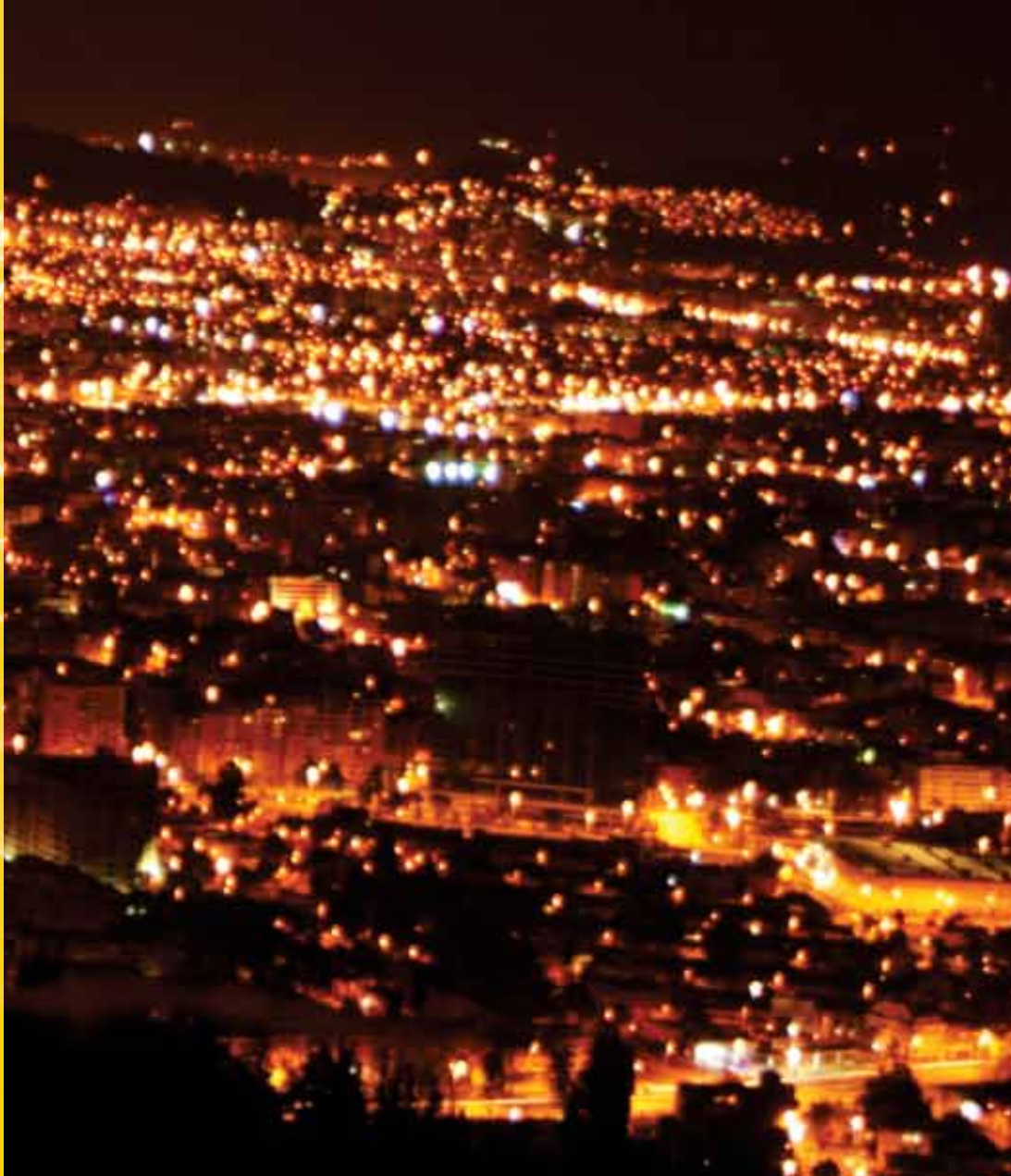
Periodicidad mensual.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS
2005 2010



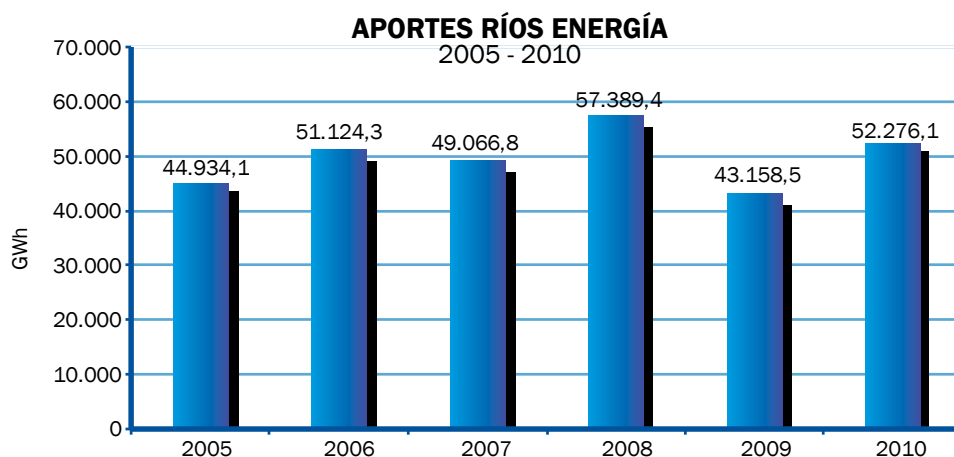


Anexos Estadísticos
Energía Eléctrica



APORTES RÍOS ENERGÍA
(GWh)
2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	2.225,7	2.363,8	2.209,9	2.623,5	3.400,4	1.224,1	3.222,5
Febrero	2.005,3	1.828,3	1.222,6	2.551,3	2.652,8	1.124,2	2.805,9
Marzo	1.904,9	3.460,1	2.178,3	2.914,2	3.471,6	1.798,7	5.653,7
Abril	3.488,9	5.387,1	4.209,0	3.236,4	4.057,2	3.489,5	9.779,4
Mayo	5.618,0	6.873,4	5.575,7	5.651,7	4.050,0	4.793,9	
Junio	4.844,5	6.119,2	6.025,2	6.640,7	4.642,0	5.426,5	
Julio	3.540,1	4.811,2	4.254,2	7.292,2	5.084,7	6.614,4	
Agosto	3.909,7	3.640,5	4.740,8	5.632,0	4.487,4	4.696,5	
Septiembre	4.112,1	3.258,7	4.256,7	4.645,1	2.881,6	4.935,8	
Octubre	4.801,0	4.834,9	5.849,9	5.416,6	3.205,5	5.017,2	
Noviembre	5.613,9	5.159,4	4.741,0	6.903,8	3.272,6	7.412,5	
Diciembre	2.870,0	3.387,7	3.803,7	3.881,8	1.952,6	5.742,8	
Total	44.934,1	51.124,3	49.066,8	57.389,4	43.158,5	52.276,1	21.461,5



Fuente: ISA S.A. E.S.P. - XM S.A. E.S.P., mayo de 2011. Elaboró:UPME - Subdirección de Información.

APORTES DE ENERGÍA
(GWh)
2005 - 2010

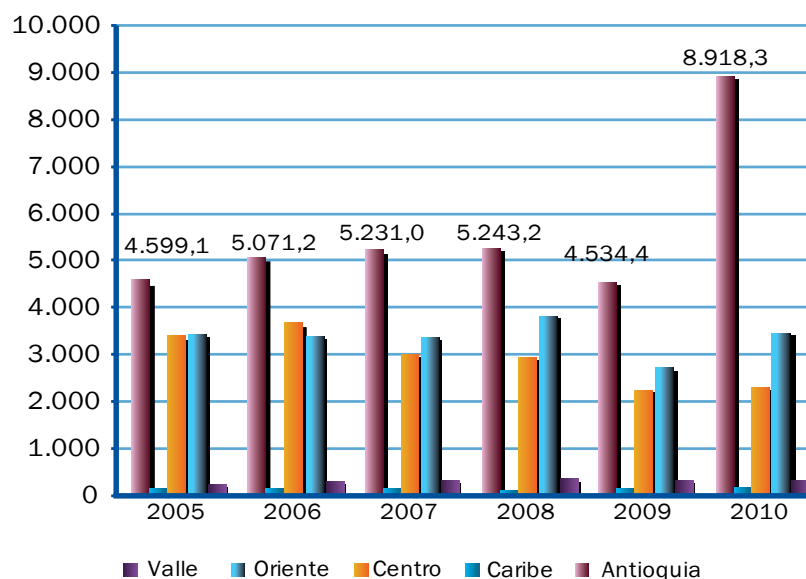
Río	Dic-05	Dic-06	Dic-07	Dic-08	Dic-09	Dic-10
ALTOANCHICAYA	148,27	198,52	214,88	130,11	134,72	231,50
BATA	116,37	174,69	148,56	208,5	72,09	275,86
BLANCO	0	0	0	0	0	0
BOGOTÁ N.R.	232,28	205,19	397,98	689,5	13,83	1.098,39
CALIMA	28,78	25,38	36,91	27,5	12,8	36,23
CHUZA	25,99	32,56	82,73	30,78	9,18	85,18
CONCEPCIÓN	29,59	44,01	40,2	55,5	26,35	59,79
DESV. EPPM (NEC, PAJ, DOL)	62,69	64,21	74,88	50,03	54,91	25,44
DESV. GUARINÓ						0,00
DIGUA	9,68	20,2	31,06	16,14	9,39	19,06
FLORIDA II	7,73	38,51	9,33	10,31	4	10,66
GUADALUPE	133,06	155,89	132,73	120,62	101,5	151,96
GUATAPÉ	123,63	190,06	188	173,42	144,12	245,78
GUAVIO	162,88	179,19	222,17	246,49	100,73	266,87
MAGDALENA BETANIA	212,75	223,05	238,58	258,5	86,91	205,83
MIEL I	214,06	167,82	173,98	177,98	106,49	284,43
NARE	393,47	496,92	605,62	584,09	290,64	919,45
OTROS RÍOS (ESTIMADOS)	108,7	131,9	147,79	149,19	74,6	217,13
PORCE II	127,23	153,75	152,22	141,44	97,14	184,78
PRADO	29,68	27,1	33,72	35,93	10,63	43,36
GRANDE	211,15	262,72	271,63	242,51	137,69	452,97
CAUCA SALVAJINA	159,98	137,79	213,96	194,71	103,39	201,26
SAN CARLOS	68,09	86,93	81,49	67	72,05	144,85
A. SAN LORENZO	163,44	232,83	209,83	168,79	198,1	346,21
TENCHE	19,67	26,8	24,42	29,81	18,47	29,99
SINÚ URRÁ	80,84	111,69	71,01	72,95	72,83	205,79

Fuente: ISA S.A. E.S.P. - XM S.A. E.S.P., abril de 2011.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

VOLUMEN ÚTIL DE ENERGÍA POR EMBALSE (1)
(GWh)
2005 - 2010

Región	Embalse	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Antioquia	Miel I	174,0	117,3	124,3	174,3	199,1	228,8
	Miraflores	184,0	239,8	229,0	218,6	228,7	251,5
	Peñol	3.449,6	3.841,4	3.995,5	4.017,3	3.214,4	4.173,6
	Playas	72,5	64,1	85,9	48,2	70,1	120,0
	Porce II	25,7	25,6	41,7	13,8	33,0	17,9
	Punchiná	15,9	29,1	35,5	58,1	63,7	54,6
	Riogrande 2	326,6	364,3	366,2	314,7	315,1	3.613,6
	San Lorenzo	326,6	349,2	310,4	383,5	372,3	400,5
	Troneras	24,2	40,3	42,5	14,7	38,2	57,7
Total	4.599,1	5.071,2	5.231,0	5.243,2	4.534,4	8.918,3	
Caribe	Urrá 1	144,1	144,0	149,8	132,6	147,7	169,6
Centro	Agregado Bogotá	3.206,5	3.434,6	2.750,8	2.698,9	2.054,6	2.061,9
	Betania	111,7	125,5	131,1	129,3	124,9	133,3
	Muña	47,3	59,5	59,2	56,1	29,4	52,0
	Prado	49,8	54,1	59,6	58,2	46,5	67,5
	Total	3.415,2	3.673,7	3.000,7	2.942,5	2.255,4	2.314,8
Oriente	Chuzá	623,8	660,4	792,3	946,6	599,6	791,8
	Esmeralda	1.057,0	1.079,5	1.000,8	1.051,9	883,6	1.088,8
	Guavio	1.744,2	1.668,5	1.568,7	1.830,0	1.258,9	1.580,9
	Total	3.425,0	3.408,3	3.361,8	3.828,4	2.742,1	3.461,5
Valle	Alto Anchicayá	3,4	26,4	3,1	11,8	13,9	21,4
	Calima 1	105,1	142,7	204,0	192,4	172,5	195,1
	Salvajina	145,2	145,5	140,1	149,0	134,0	128,8
	Total	253,6	314,5	347,2	353,1	320,4	345,2
Total SIN		11.837,0	12.611,7	12.090,4	12.499,9	10.000,0	15.209,3

VOLUMEN ÚTIL DE ENERGÍA POR EMBALSE (1)
(GWh)
2005 - 2010

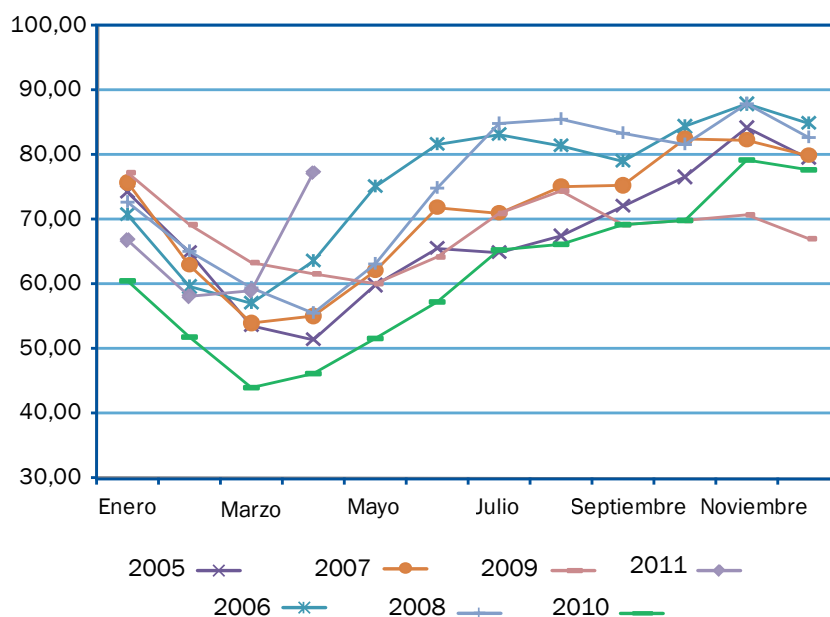


(1) Volumen Útil Diario: Volumen almacenado por encima del Nivel Mínimo Técnico último día del mes de diciembre del año.
Fuente: XM S.A. E.S.P., enero 2010.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL
(%)
2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	74,22	70,86	75,70	72,79	77,19	60,48	66,80
Febrero	64,99	59,61	62,95	65,16	69,27	51,87	58,09
Marzo	53,64	57,06	53,97	59,35	63,39	44,07	58,95
Abril	51,52	63,67	55,05	55,64	61,54	46,23	77,31
Mayo	59,83	75,09	62,06	63,21	60,19	51,69	
Junio	65,65	81,74	71,81	74,93	64,21	57,21	
Julio	64,95	83,24	71,07	84,83	71,04	65,34	
Agosto	67,41	81,46	75,08	85,61	74,36	66,23	
Septiembre	72,11	79,07	75,23	83,47	69,15	69,22	
Octubre	76,54	84,41	82,51	81,73	69,91	69,91	
Noviembre	84,14	87,87	82,31	88,01	70,78	79,33	
Diciembre	79,56	84,88	79,93	82,72	67,02	77,81	
Promedio año	67,88	75,75	70,64	74,79	68,17	61,62	65,29

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL
(%)
2005 - abril 2011

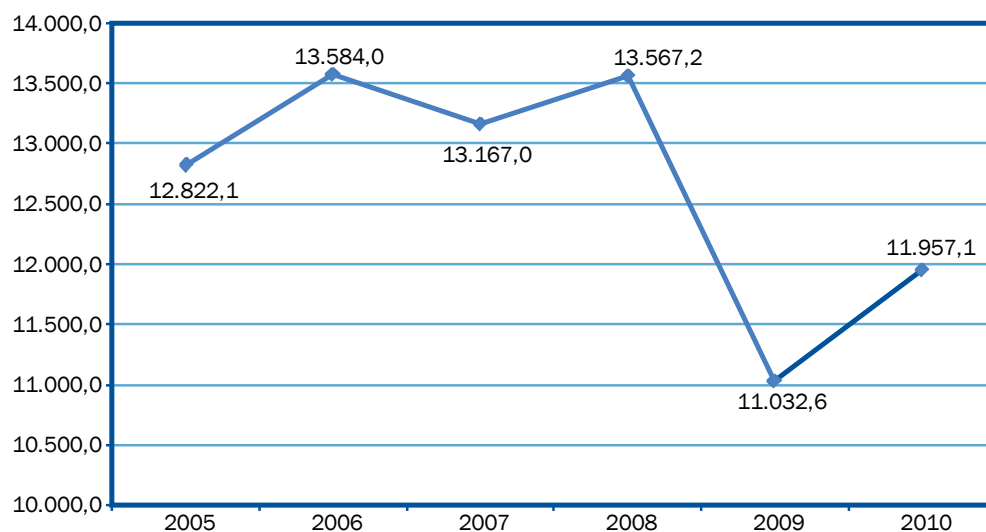


Fuente: ISA S.A. E.S.P., mayo 2011.
(1) : Valores tomados el segundo día calendario de de cada mes.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL (1)
(GWh)
2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	12.062,1	11.419,7	12.115,4	11.991,8	12.659,9	9.956,4	10.536,5
Febrero	10.562,1	9.606,5	10.074,6	10.733,7	11.362,2	8.538,9	9.161,6
Marzo	8.717,8	9.195,8	8.642,8	9.777,6	10.398,0	7.254,8	9.297,3
Abril	8.372,5	10.260,7	8.814,7	9.138,1	10.093,3	7.610,2	12.194,2
Mayo	9.723,1	12.101,5	9.937,9	10.380,7	9.872,9	8.509,5	
Junio	10.669,7	13.173,3	11.501,6	12.305,6	10.531,1	9.418,1	
Julio	10.556,0	13.415,6	11.382,3	13.932,2	11.652,3	10.756,2	
Agosto	10.946,6	13.128,9	12.025,4	14.059,6	12.203,6	10.901,4	
Septiembre	11.710,2	12.743,7	12.076,1	13.708,8	11.348,9	11.350,9	
Octubre	12.428,9	13.603,2	13.229,5	13.422,2	11.450,9	10.742,0	
Noviembre	13.559,6	14.161,9	13.559,1	14.454,1	11.579,0	12.189,9	
Diciembre	12.822,1	13.584,0	13.167,0	13.567,2	11.032,6	11.957,1	

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL EMBALSE AGREGADO NACIONAL (1)
(GWh)
2005 - 2010



Fuente: ISA S.A. E.S.P., mayo 2011.
(1) : Valores tomados el último día de cada mes.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

**CAPACIDAD EFECTIVA
(MW)
2005 - enero 2011**

AGENTE	Central	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	Chivor Generador	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA S.A. E.S.P.	Betania Generador	540	540	540	540	540	540	540
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	San Francisco Generador	135	135	135	135	135	135	135
	Termodorada1	51	51	51	51	51	51	51
	Esmeralda Generador	30	30	30	30	30	30	30
	Ínsula Generador	19	19	19	19	19	19	19
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL MORRO 1 S.A. E.S.P.	Morro 1	0	0	20	20	20	20	20
	Cimarrón	0	0	17	17	20	20	20
	Morro 2	0	0	17	17	20	20	20
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Ríomayo Generador	21	20	20	20	20	20	20
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P. - INTERVENIDA	Florida 2 Generador	20	20	20	20	20	20	20
DICELER S.A. E.S.P.	Cogenerador Ingenio Providencia	0	0	0	0	20	20	20
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	Cogenerador Ingenio Mayagüez	0	0	0	0	20	20	20
	Palmas 1 Generador	18	15	15	15	15	15	15
	Palenque 3	14	13	13	13	13	13	13
	Guavio Generador	1.150	1.150	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
EMGESA S.A. E.S.P.	Paraíso Guaca Generador	600	600	600	600	600	600	600
	Central Cartagena 3	70	66	66	66	66	66	66
	Zipa Isa 4 Generador	64	64	64	64	64	64	64
	Zipa Bogotá 3 Gen.	63	63	63	63	63	63	63
	Zipa Isa 5 Generador	64	63	63	63	63	63	63
	Central Cartagena 1	64	61	61	61	61	61	61
	Central Cartagena 2	53	0	0	60	60	60	60
	Zipa Bogota 2 Generador	34	34	34	34	34	34	34
	Planta Menor Charquito	19	19	19	19	19	19	19
	Planta Menor La Junca	19	19	19	19	19	19	19
	Planta Menor La Tinta	19	19	19	19	19	19	19
	Planta Menor Tequendama	19	19	19	19	19	19	19
	Planta Menor El Limonar	18	18	18	18	18	18	18
	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	Albán (Alto Y Bajo Anchicaya) Generador	439	439	429	429	429	429
Salvajina Generador		285	285	285	285	285	285	285
Termovalle 1		205	205	205	205	205	205	205
Calima Generador		132	132	132	132	132	132	132
EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	Prado Generador	45	45	46	46	46	46	46
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	Urrá	335	335	338	338	338	338	338
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	Guatapé Generador	560	560	560	560	560	560	560
	Guatrón Generador	512	512	512	512	512	512	512
	T Sierra1 Generador	455	455	455	460	460	460	460
	Porce 3 Generador	0	0	0	0	0	660	660
	Porce 2 Generador	405	405	405	405	405	405	405
	Latasajera Generador	306	306	306	306	306	306	306
	Playas Generador	201	201	201	201	201	201	201
	Planta Menor La Herradura	20	20	20	20	20	20	20
	Niquia Generador	19	19	19	19	19	19	19
	Riogrande 1 Genera.	25	25	19	19	19	19	19
	Sonsón Generador	19	19	19	19	19	19	19
	Ayura Generador	18	18	18	18	18	18	18
	Parque Eólico Jepirachi	10	18	18	18	18	18	18
Planta Menor La Vuelta	12	12	12	12	12	12	12	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	Tebesa Total	750	750	791	791	791	791	791
	Termoflores Generador	160	160	160	160	160	160	160
	Termogujaira 1	151	151	151	151	151	151	151
	Termogujaira 2	151	125	125	125	139	139	145
	Termobqlla 3 Generador	64	64	64	64	64	64	64
	Termobqlla 4 Generador	63	63	63	63	63	63	63

CAPACIDAD EFECTIVA (MW) 2005 - enero 2011

AGENTE	Central	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
GENERAR S.A. E.S.P. - RESTRUCTURACIÓN	Río Piedras Generador	20	20	20	20	20	20	20
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	Paipa 4	150	150	150	150	150	150	150
	Paipa 2	68	70	70	70	70	70	70
	Paipa 3	68	70	70	70	70	70	70
	Paipa 1	28	31	31	31	31	31	31
ISAGEN S.A. E.S.P.	Sancarlos Generador	1.240	1.240	1.240	1.240	1.240	1.240	1.240
	Central Hidroeléctrica Miel I	396	396	396	396	396	396	396
	Termocentro -1	285	280	280	280	280	280	280
	Jaguas Generador	170	170	170	170	170	170	170
MERILECTRICA S.A. & CIA S.C.A. E.S.P.	Merilectrica 1	169	169	169	167	167	167	167
	Proelectrica 1 Generador	45	45	45	45	45	45	45
PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P. - RESTRUC-TURACION	Proelectrica 2 Generador	45	45	45	45	45	45	45
	Termocandelaria 1 Generación	157	157	157	157	157	157	157
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	Termocandelaria 2 Generación	157	157	157	157	157	157	157
	Termoemcali 1	233	229	229	229	229	229	229
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	Termo Flores 4						450	450
	Termo Flores 3	175	175	169	169	169		
TERMOFLORES S.A. E.S.P.	Termo Flores 2	112	112	112	112	112		
	Tasajer 1 Generador	155	155	155	155	155	155	155
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	Termoyopal Unidad 2	30	29	30	30	30	30	30
	Termoyopal Unidad 1	19	19	19	20	20	20	20
OTROS	Otros	180	178	181	186	190	241	246
Total		13.348	13.279	13.410	13.479	13.543	14.423	14.434

* Incluye menores y cogeneradores.

Fuente: ISA S.A. E.S.P., mayo de 2011 (La información de 2011 corresponde al último día del mes de enero).

Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

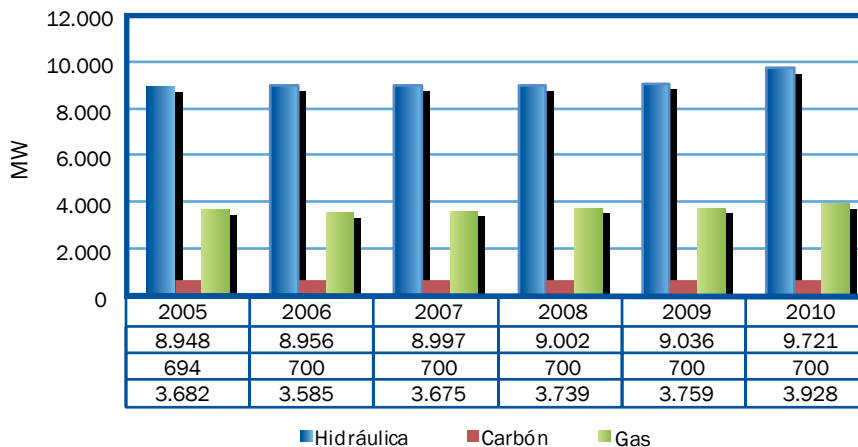
CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN POR TIPO DE COMBUSTIBLE *

(MW)
2005 - 2010

Año	Hidráulica	Carbón	Gas	Eólica	Otros	Total
2005	8.948	694	3.682	10	14	13.348
2006	8.956	700	3.585	18	20	13.279
2007	8.997	700	3.675	18	20	13.410
2008	9.002	700	3.739	18	20	13.479
2009	9.036	700	3.759	18	30	13.543
2010	9.721	700	3.928	18	56	14.423

CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN POR TIPO DE COMBUSTIBLE *

MW
2005 - 2010



Fuente: ISA S.A. E.S.P., julio 2010.

(1) : Valores tomados el último día de cada año.

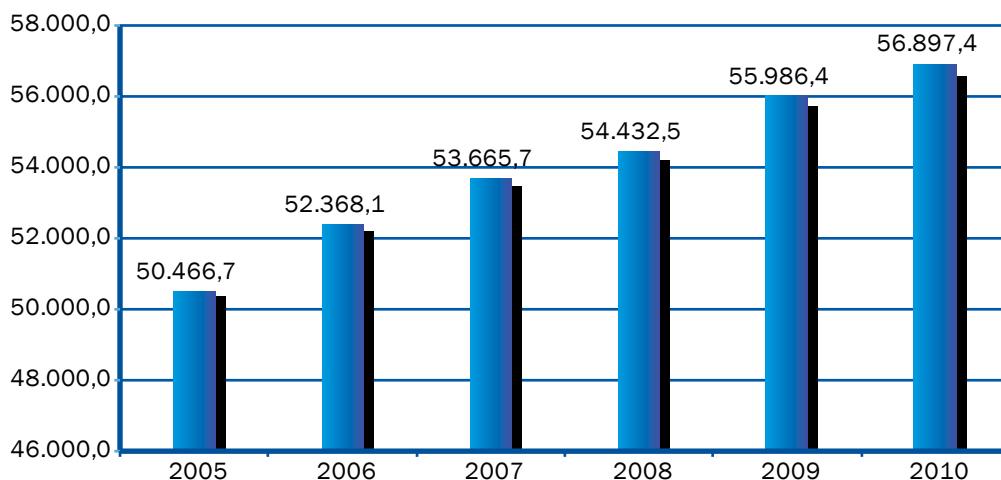
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

* Incluye menores y cogeneradores.

GENERACIÓN REAL
(GWh)
2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	4.111,5	4.252,7	4.419,2	4.486,8	4.590,9	4.617,7	4.842,6
Febrero	3.835,9	4.021,6	4.166,9	4.331,1	4.271,6	4.411,7	4.480,3
Marzo	4.190,3	4.405,3	4.591,5	4.367,1	4.735,3	4.888,7	5.052,5
Abril	4.147,2	4.164,3	4.268,0	4.479,5	4.522,9	4.607,8	4.681,1
Mayo	4.242,1	4.372,0	4.520,1	4.512,9	4.730,1	4.784,9	
Junio	4.118,6	4.262,9	4.347,8	4.398,4	4.513,9	4.637,6	
Julio	4.243,9	4.456,9	4.551,6	4.596,4	4.720,5	4.762,7	
Agosto	4.360,1	4.500,6	4.574,8	4.611,6	4.783,0	4.821,3	
Septiembre	4.270,8	4.434,8	4.481,8	4.633,2	4.880,2	4.733,4	
Octubre	4.327,7	4.572,8	4.585,2	4.775,7	4.811,5	4.923,7	
Noviembre	4.243,2	4.410,6	4.522,7	4.514,3	4.662,6	4.812,8	
Diciembre	4.375,4	4.513,7	4.635,9	4.725,6	4.764,0	4.895,2	
Total	50.466,7	52.368,1	53.665,7	54.432,5	55.986,4	56.897,4	19.056,5

GENERACIÓN REAL
(GWh)
2005 - abril 2011

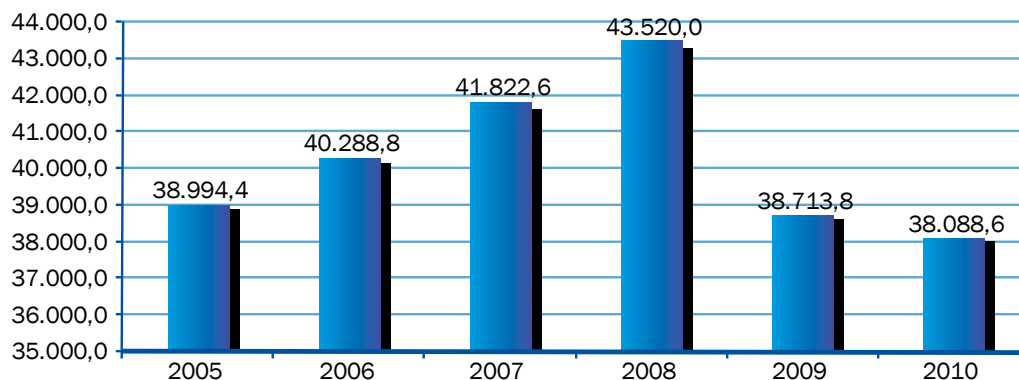


Fuente: ISA S.A. E.S.P., mayo de 2011.
(1) : Valores tomados el último día de cada mes.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

GENERACIÓN HIDRAULICA ENERGÍA ELÉCTRICA SIN
(GWh)
2005 - 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	3.245,7	3.405,8	3.361,0	3.437,9	3.761,8	1.981,6	3.635,7
Febrero	3.022,4	3.249,0	2.930,9	3.395,1	3.430,6	2.173,5	3.375,0
Marzo	3.301,3	3.235,3	3.154,6	3.356,0	3.749,3	2.629,8	3.995,8
Abril	3.119,2	3.249,0	3.307,4	3.335,2	3.595,3	2.471,5	3.692,1
Mayo	3.411,7	3.428,3	3.624,0	3.319,4	3.598,5	2.909,3	
Junio	3.243,1	3.464,5	3.431,6	3.511,8	3.328,3	3.623,7	
Julio	3.270,2	3.645,7	3.595,5	3.771,5	3.359,7	3.829,9	
Agosto	3.211,6	3.513,6	3.568,7	3.882,8	3.359,5	3.839,1	
Septiembre	3.009,3	3.188,4	3.657,8	3.836,8	3.264,4	3.702,6	
Octubre	3.403,8	3.198,3	3.635,5	3.982,2	2.475,8	3.607,0	
Noviembre	3.413,7	3.246,3	3.934,9	3.757,4	2.584,4	3.620,9	
Diciembre	3.315,4	3.464,5	3.620,7	3.933,8	2.206,4	3.699,7	
Total	38.994,4	40.288,8	41.822,6	43.520,0	38.713,8	38.088,6	14.698,6

GENERACIÓN HIDRAULICA ENERGÍA ELÉCTRICA SIN
(GWh)
2005 - 2010



Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo de 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES TÉRMICAS SIN
(GWh)
2005 - abril 2011

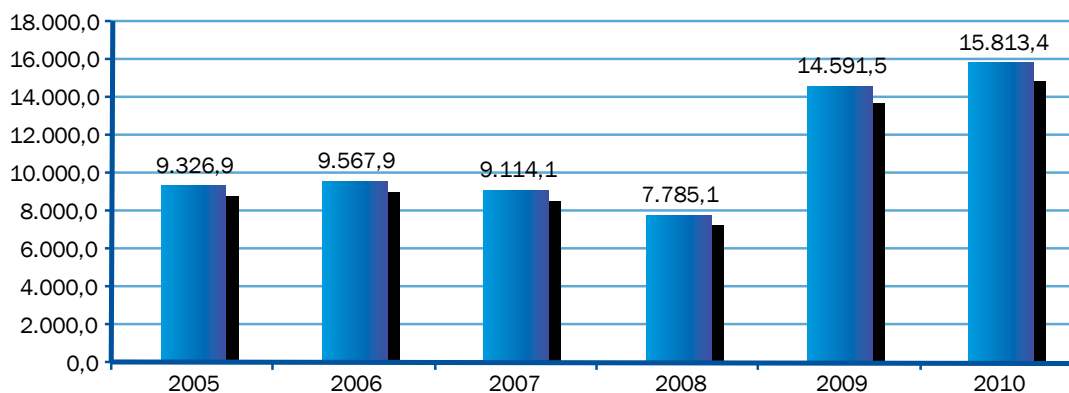
Mes	Combustible	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	CARBÓN	158,9	318,6	301,9	309,8	155,7	475,1	175,9
	COGENERADORES	10,8	8,1	5,5	4,2	5,5	13,4	25,2
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	12,0	0,9	0,0	2,2	225,2	9,7
	GAS	543,3	322,0	553,8	515,8	434,6	1.761,8	703,4
Febrero	CARBÓN	90,0	222,2	347,5	358,0	185,7	405,4	183,1
	COGENERADORES	10,3	8,6	5,7	4,4	4,6	16,4	19,7
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	185,2	5,9
	GAS	573,3	375,8	729,4	368,8	438,9	1.486,4	670,8
Marzo	CARBÓN	71,6	261,6	381,1	290,9	279,2	422,7	195,1
	COGENERADORES	10,8	8,0	6,0	4,9	4,8	17,7	24,0
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,0	4,9	2,4	0,0	79,3	2,4
	GAS	630,3	692,6	843,5	472,4	443,1	1.558,8	543,3
Abril	CARBÓN	81,6	108,4	269,9	334,8	196,5	362,5	115,1
	COGENERADORES	10,0	6,3	3,9	3,7	3,8	15,0	20,0
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,0	1,0	3,8	2,2	60,7	9,5
	GAS	747,5	572,6	442,8	565,5	457,5	1.449,6	537,7
Mayo	CARBÓN	158,0	135,6	268,3	300,1	307,5	394,0	
	COGENERADORES	5,4	8,1	4,9	2,2	3,9	16,9	
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,6	1,7	0,0	0,4	6,1	
	GAS	447,9	566,2	376,6	634,0	586,0	1.169,3	
Junio	CARBÓN	105,3	129,9	198,8	189,3	308,9	176,9	
	COGENERADORES	10,1	7,4	6,1	4,4	7,1	14,9	
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	2,6	1,2	0,0	0,0	0,4	
	GAS	552,0	429,1	441,8	402,3	651,7	539,2	

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES TÉRMICAS SIN
(GWh)
2005 - abril 2011

Continuación

Mes	Combustible	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Julio	CARBÓN	213,1	180,0	215,6	137,4	367,7	155,5	
	COGENERADORES	10,1	8,1	7,4	6,7	13,0	16,2	
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	
	GAS	590,3	404,7	502,9	383,7	727,0	446,6	
Agosto	CARBÓN	311,4	180,5	246,5	99,7	371,8	234,6	
	COGENERADORES	10,4	8,5	7,8	6,8	15,0	23,4	
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,0	5,8	0,0	2,7	0,0	
	GAS	700,0	609,5	517,0	332,9	844,7	468,6	
Septiembre	CARBÓN	304,2	343,5	167,7	80,8	366,0	209,1	
	COGENERADORES	9,8	9,4	7,3	4,0	12,3	25,0	
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,0	1,8	3,4	1,6	3,9	
	GAS	795,6	711,2	440,9	439,6	1.080,7	566,0	
Octubre	CARBÓN	218,0	269,6	134,8	106,9	370,5	316,0	
	COGENERADORES	8,6	8,6	7,1	1,6	10,8	26,1	
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,0	0,8	0,3	101,4	13,9	
	GAS	454,9	898,8	571,7	406,9	1.625,7	672,8	
Noviembre	CARBÓN	96,7	180,6	84,5	126,3	315,7	217,8	
	COGENERADORES	9,5	7,1	6,0	4,1	12,4	17,0	
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,7	1,0	0,0	62,2	1,4	
	GAS	508,6	740,4	244,3	361,5	1.450,1	659,9	
Diciembre	CARBÓN	277,0	257,4	287,3	152,9	470,0	195,0	
	COGENERADORES	7,9	5,9	4,9	4,8	12,8	20,7	
	FUEL OIL Y ACPM	0,0	0,0	0,6	4,6	204,1	5,0	
	GAS	583,8	547,2	452,5	348,5	1.673,3	666,1	
Total		9.326,9	9.567,9	9.114,1	7.785,1	14.591,5	15.813,4	3.240,7

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES TÉRMICAS SIN
(GWh)
2005 - 2010

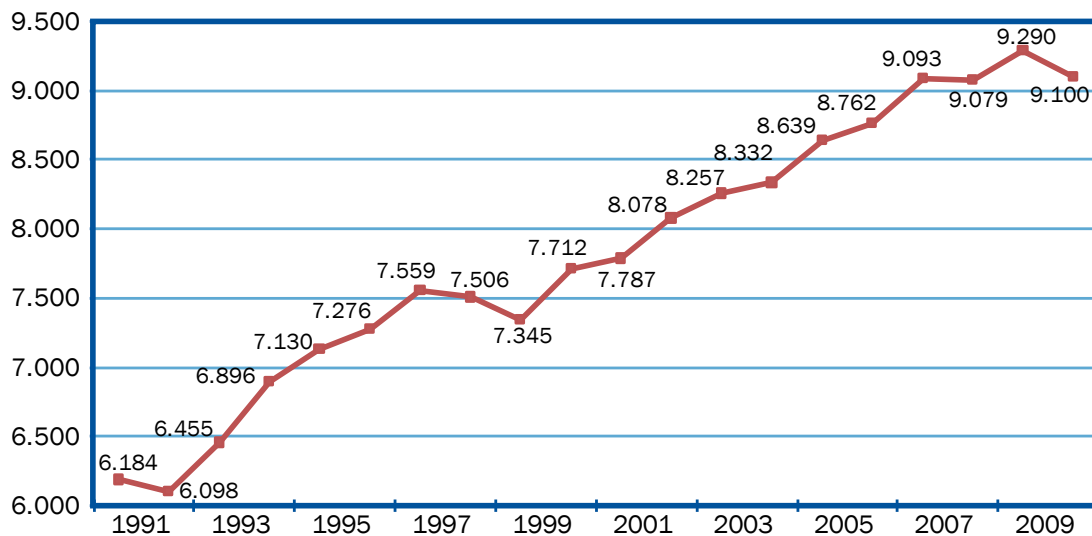


Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo de 2011.
No incluye plantas menores.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA
(MW)
2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	7.797	8.113	8.429	8.474	8.493	8.758	8.780
Febrero	7.943	8.104	8.509	8.678	8.568	9.075	8.973
Marzo	8.085	8.165	8.503	8.529	8.500	9.100	8.828
Abril	8.103	8.183	8.515	8.638	8.596	9.043	8.775
Mayo	7.999	8.196	8.505	8.707	8.637	8.998	
Junio	7.928	8.074	8.411	8.541	8.630	8.707	
Julio	7.951	8.225	8.373	8.524	8.640	8.706	
Agosto	8.107	8.266	8.419	8.540	8.807	8.871	
Septiembre	8.109	8.413	8.614	8.709	8.926	8.781	
Octubre	8.078	8.494	8.784	8.763	8.920	8.946	
Noviembre	8.228	8.447	8.833	8.800	9.139	8.800	
Diciembre	8.639	8.762	9.093	9.079	9.290	8.946	
Máxima	8.639,0	8.762,0	9.093,0	9.079,0	9.290,0	9.100,0	8.973,0

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA
(MW)
1991 - 2010



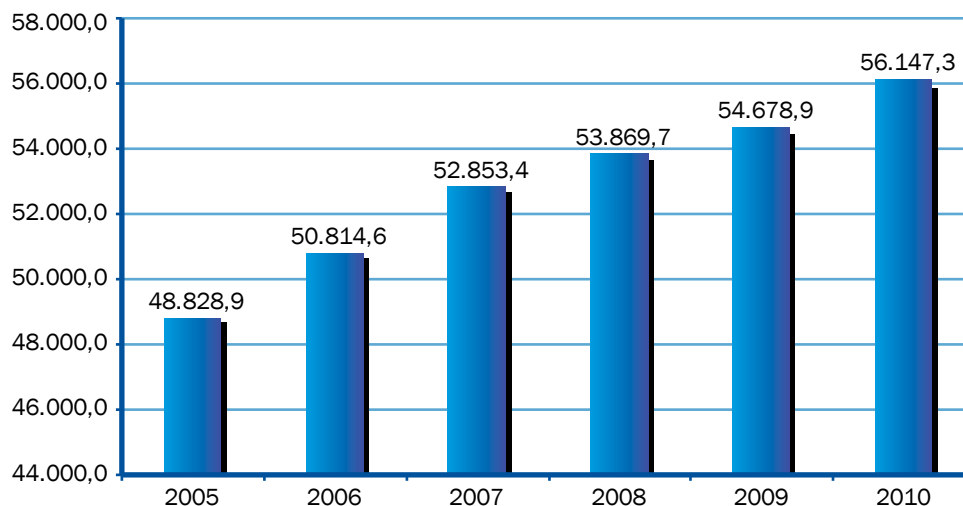
Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo de 2011.
Elaboró: UPME - Subdirección de Información.

DEMANDA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL*
(GWh)
2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	3.946,8	4.096,6	4.309,5	4.418,5	4.464,7	4.576,9	4.666,6
Febrero	3.708,7	3.880,9	4.067,0	4.314,8	4.177,2	4.409,5	4.359,0
Marzo	4.089,0	4.268,5	4.511,3	4.363,5	4.560,1	4.890,1	4.801,2
Abril	4.056,0	4.039,6	4.242,7	4.470,3	4.406,1	4.610,8	4.587,5
Mayo	4.110,8	4.287,5	4.474,8	4.513,1	4.586,6	4.788,2	
Junio	4.003,6	4.152,4	4.314,8	4.377,9	4.414,3	4.586,7	
Julio	4.090,5	4.324,5	4.468,6	4.595,4	4.653,4	4.706,8	
Agosto	4.195,7	4.369,1	4.507,8	4.546,6	4.649,4	4.771,9	
Septiembre	4.136,0	4.281,9	4.414,7	4.544,0	4.681,0	4.664,9	
Octubre	4.167,1	4.428,2	4.541,9	4.682,5	4.737,3	4.818,7	
Noviembre	4.083,9	4.272,2	4.453,6	4.459,6	4.607,6	4.615,7	
Diciembre	4.240,8	4.413,2	4.547,0	4.583,5	4.741,2	4.707,2	
Total	48.828,9	50.814,6	52.853,4	53.869,7	54.678,9	56.147,3	18.414,3

Demanda del SIN, se calcula con base en la generación neta de las plantas e incluye hidráulicas, termicas, menores, cogeneradores, demanda no atendida, limitación del suministro e importaciones.

EVOLUCIÓN DEMANDA REAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(GWh)
2005 - 2010



Fuente : XM S.A. E.S.P., marzo de 2010.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

DEMANDA COMERCIAL REGULADA*
(GWh)
2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	2.679,7	2.734,5	2.918,5	2.970,0	3.041,1	3.135,1	3.145,9
Febrero	2.489,7	2.556,3	2.719,3	2.865,7	2.808,2	2.971,6	2.922,8
Marzo	2.761,1	2.806,7	3.007,5	2.996,2	3.089,7	3.295,8	3.211,1
Abril	2.713,4	2.679,6	2.838,0	2.997,7	2.999,6	3.120,2	3.084,2
Mayo	2.738,9	2.821,1	2.988,4	3.022,6	3.106,1	3.234,9	
Junio	2.675,1	2.728,7	2.881,3	2.927,5	2.997,5	3.087,8	
Julio	2.721,4	2.837,5	2.992,8	3.060,1	3.140,4	3.161,6	
Agosto	2.776,3	2.877,1	3.001,7	3.052,4	3.143,1	3.199,2	
Septiembre	2.721,3	2.824,5	2.957,4	3.028,3	3.134,7	3.113,3	
Octubre	2.738,8	2.918,1	3.025,5	3.116,6	3.173,6	3.213,7	
Noviembre	2.682,9	2.825,7	2.986,6	2.999,1	3.085,7	3.074,7	
Diciembre	2.869,0	3.009,7	3.107,0	3.176,7	3.258,2	3.216,7	
Total	32.567,6	33.619,4	35.423,9	36.212,8	36.977,7	37.824,7	12.364,0

* Es la demanda de los comercializadores para atender sus clientes finales regulados, más la participación en las pérdidas del STN.

Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo de 2010.

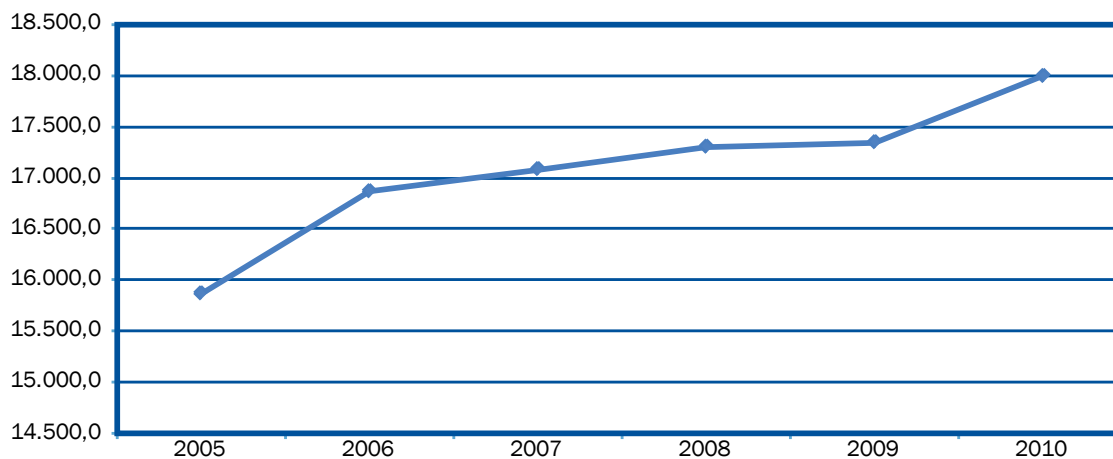
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA*
(GWh)
2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	1.239,4	1.334,8	1.366,4	1.422,4	1.394,4	1.420,9	1.494,8
Febrero	1.189,1	1.301,3	1.323,3	1.424,5	1.342,4	1.418,3	1.404,3
Marzo	1.295,4	1.431,5	1.476,5	1.339,7	1.436,6	1.569,7	1.552,7
Abril	1.306,3	1.333,5	1.365,8	1.444,5	1.376,9	1.467,9	1.472,4
Mayo	1.336,5	1.438,8	1.458,0	1.464,0	1.446,6	1.530,9	
Junio	1.302,8	1.401,8	1.409,4	1.422,1	1.390,8	1.469,6	
Julio	1.338,1	1.463,7	1.451,4	1.503,6	1.486,6	1.515,6	
Agosto	1.386,5	1.463,4	1.477,9	1.463,4	1.477,4	1.541,8	
Septiembre	1.379,9	1.431,9	1.429,1	1.485,6	1.508,6	1.521,3	
Octubre	1.385,7	1.480,4	1.483,2	1.531,5	1.535,0	1.572,5	
Noviembre	1.372,5	1.418,1	1.438,0	1.429,4	1.495,6	1.510,4	
Diciembre	1.341,5	1.372,1	1.409,2	1.376,5	1.460,2	1.459,0	
Total	15.873,8	16.871,5	17.088,0	17.307,1	17.350,9	17.997,8	5.924,2

*Demanda de los comercializadores para atender sus clientes finales no regulados o grandes consumidores de electricidad.

DEMANDA REAL NO REGULADA*
(GWh)
2005 - 2010



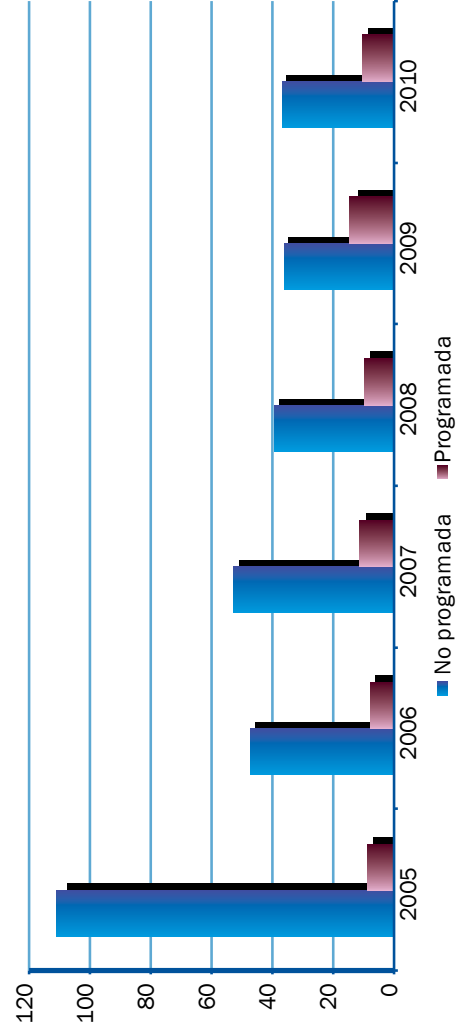
Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo de 2011.

Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO ATENDIDA (GW/h) 2005 - 2010

MES	2005		2006		2007		2008		2009		2010	
	Causas		Causas		Causas		Causas		Causas		Causas	
	No programada	Programada	No programada	Programada	No programada	Programada	No programada	Programada	No programada	Programada	No programada	Programada
Enero	7,34	0,46	3,75	1,16	1,99	1,30	4,20	0,10	1,87	1,56	1,78	0,65
Febrero	9,99	0,67	2,82	0,61	2,68	1,08	2,80	0,70	1,54	0,86	2,24	0,36
Marzo	13,80	0,68	5,72	0,25	3,04	0,97	2,70	0,90	2,08	0,95	3,61	2,90
Abril	15,65	1,44	3,18	0,81	19,76	0,88	2,90	0,60	1,75	0,51	2,57	0,38
Mayo	10,90	0,55	4,80	0,44	4,59	0,56	4,80	0,50	6,36	0,93	3,47	0,71
Junio	5,00	0,70	5,39	0,64	1,40	0,27	2,60	0,30	1,99	0,26	2,66	0,16
Julio	5,57	0,17	3,10	0,47	2,92	0,93	3,80	1,20	2,40	0,44	2,43	0,64
Agosto	4,40	1,10	4,85	0,45	2,05	0,66	3,00	0,60	3,01	0,76	1,76	0,79
Septiembre	8,36	1,04	2,94	0,45	3,31	2,34	3,00	1,10	8,76	4,53	2,89	0,99
Octubre	17,17	0,54	2,43	1,37	3,41	0,61	4,60	2,60	3,02	2,45	4,33	1,29
Noviembre	6,98	0,85	2,58	0,68	3,18	1,34	2,60	1,00	2,12	1,34	4,43	1,44
Diciembre	6,11	0,66	5,82	0,39	4,51	0,49	2,30	0,40	1,46	0,06	4,74	0,28
Total	111,26	8,85	47,38	7,72	52,84	11,43	39,30	10,00	36,36	14,65	36,93	10,58

DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA NO ATENDIDA POR CAUSAS NO PROGRAMADAS Y POR CAUSAS PROGRAMADAS (GW/h) 2005 - 2010



Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo de 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE PARA COLOMBIA Y ECUADOR
2005 - 2010

Mes	Energía (GWh)		Valor (millones de US\$)		
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	Rentas Congestión
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	1.757,88	16,03	151,73	0,51	75,56
Ene-06	161,07	0,02	12,34	0,00	4,74
Feb-06	144,17	0,10	10,31	0,00	3,73
Mar-06	142,75	0,01	10,51	0,00	4,57
Abr-06	128,74	0,25	8,99	0,01	4,29
May-06	89,77	0,22	6,43	0,01	3,41
Jun-06	116,47	0,03	7,78	0,00	4,13
Jul-06	135,97	0,02	11,42	0,00	6,57
Ago-06	136,79	0,03	11,96	0,00	6,81
Sep-06	156,22	0,19	14,40	0,01	6,17
Oct-06	148,32	0,09	13,74	0,01	4,36
Nov-06	141,60	0,06	12,01	0,01	5,05
Dic-06	106,76	0,05	7,21	0,00	2,79
Total 2006	1.608,63	1,07	127,10	0,05	56,62
Ene-07	113,03	0,58	9,61	0,03	3,98
Feb-07	103,73	0,02	9,58	0,00	3,34
Mar-07	84,23	0,39	6,85	0,04	2,02
Abr-07	46,00	6,21	3,18	0,22	0,62
May-07	50,50	8,93	3,35	0,28	0,96
Jun-07	34,70	4,35	2,49	0,15	0,73
Jul-07	86,90	2,22	6,46	0,08	1,67
Ago-07	69,70	3,58	5,24	0,10	1,46
Sep-07	72,80	1,17	4,68	0,04	1,33
Oct-07	47,40	0,80	3,29	0,04	0,87
Nov-07	73,70	8,80	4,86	0,30	1,82
Dic-07	94,00	1,35	6,70	0,05	1,59
Total 2007	876,69	38,39	66,27	1,34	20,40

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES TIE PARA COLOMBIA Y ECUADOR
2005 - 2010

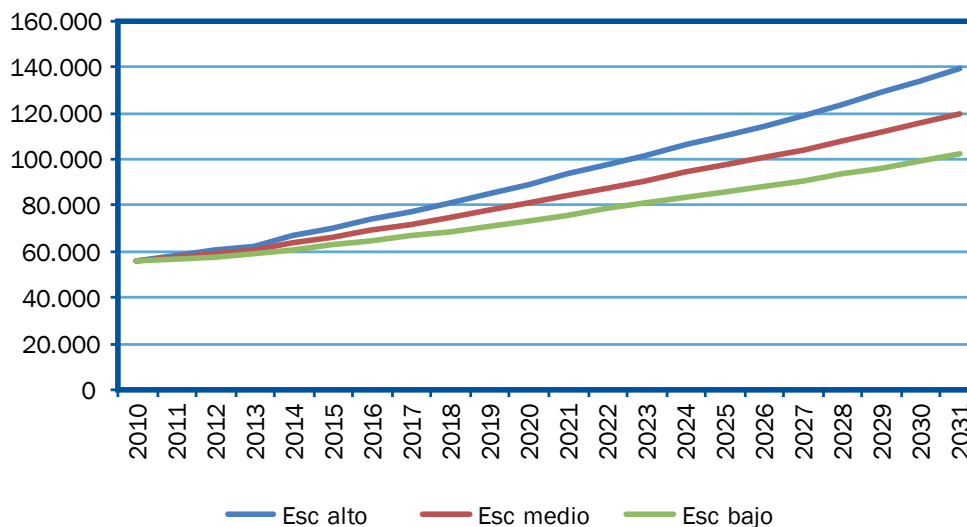
Mes	Energía (GWh)		Valor (millones de US\$)		Rentas Congestión
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones	
Ene-08	72,50	1,32	4,97	0,06	0,655
Feb-08	19,70	6,31	1,60	0,33	0,097
Mar-08	7,20	2,99	0,53	0,14	0,045
Abr-08	12,30	11,7	0,9	0,66	0,043
May-08	5,00	5,8	0,4	0,58	0,044
Jun-08	23,40	5,3	1,5	0,32	0,276
Jul-08	5,90	1,5	0,4	0,09	0,030
Ago-08	68,60	0,4	5,4	0,03	1,591
Sep-08	78,40	0,2	5,9	0,01	1,384
Oct-08	70,30	1,1	4,9	0,04	1,524
Nov-08	29,00	0,6	1,7	0,03	0,243
Dic-08	117,30	0,3	7,6	0,03	1,493
Total 2008	509,8	37,5	35,9	2,31	7,43
Ene-09	99,7	0,6	8,1	0,029	0,5
Feb-09	74,4	0,1	5,1	0,009	0,4
Mar-09	178,2	0,8	14,7	0,066	4,1
Abr-09	119,0	4,6	9,4	0,417	3,0
May-09	124,2	4,6	10,0	0,153	2,0
Jun-09	65,9	3,2	5,6	0,107	0,5
Jul-09	34,3	4,4	3,0	0,163	0,2
Ago-09	100,2	1,5	8,7	0,072	1,0
Sep-09	153,0	0,1	17,0	0,012	0,4
Oct-09	53,1	0,1	6,4	0,012	0,2
Nov-09	50,1	0,2	11,5	0,025	0,3
Dic-09	24,4	0,5	12,0	0,055	0,0
Total 2009	1.076,6	20,76	111,55	1,118	12,589
Ene-10	43,3	0,1	15,88	0,015	
Feb-10	4,8	1,2	1,77	0,120	
Mar-10	5,3	0,9	2,06	0,095	
Abr-10	0,3	0,6	0,03	0,062	
May-10	0,8	0,8	0,08	0,064	
Jun-10	53,3	2,0	3,50	0,055	
Jul-10	59,0	3,0	3,97	0,068	
Ago-10	52,0	0,5	3,85	0,017	
Sep-10	72,4	0,2	5,61	0,025	
Oct-10	110,6	0,3	9,87	0,037	
Nov-10	202,9	0,0	15,28	0,001	
Dic-10	193,0	0,0	12,56	0,002	
Total 2010	797,7	9,7	74,5	0,6	

Inicio de TIEs mayo de 2003.
Fuente: XM S.A. E.S.P., abril 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

PROYECCIONES DEMANDA DE ELECTRICIDAD
2011 - 2031

Año	Demanda energía eléctrica [GWh / Año]			Tasa de Crecimiento		
	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
2010	56.146	56.146	56.146	2,70%	2,70%	2,70%
2011	58.202	57.417	56.650	3,66%	2,26%	0,90%
2012	60.609	59.258	57.890	4,14%	3,21%	2,19%
2013	62.565	60.749	58.911	3,46%	2,80%	2,04%
2014	66.981	63.820	60.846	4,46%	3,51%	2,61%
2015	70.336	66.464	62.861	5,01%	4,14%	3,31%
2016	73.828	69.249	65.021	4,96%	4,19%	3,44%
2017	77.296	71.925	67.012	4,70%	3,86%	3,06%
2018	81.018	74.749	69.078	4,82%	3,93%	3,08%
2019	84.952	77.707	71.218	4,86%	3,96%	3,10%
2020	89.289	80.993	73.632	5,10%	4,23%	3,39%
2021	93.832	84.392	76.095	5,09%	4,20%	3,35%
2022	98.118	87.718	78.645	4,57%	3,94%	3,35%
2023	102.078	90.957	81.085	4,04%	3,69%	3,10%
2024	106.137	94.172	83.388	3,98%	3,53%	2,84%
2025	110.282	97.331	85.834	3,91%	3,35%	2,93%
2026	114.630	100.672	88.448	3,94%	3,43%	3,05%
2027	119.189	104.204	91.114	3,98%	3,51%	3,01%
2028	123.930	107.841	93.828	3,98%	3,49%	2,98%
2029	128.860	111.584	96.638	3,98%	3,47%	3,00%
2030	134.006	115.475	99.550	3,99%	3,49%	3,01%
2031	139.376	119.524	102.550	4,01%	3,51%	3,01%

PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(Gwh)
2011 - 2031

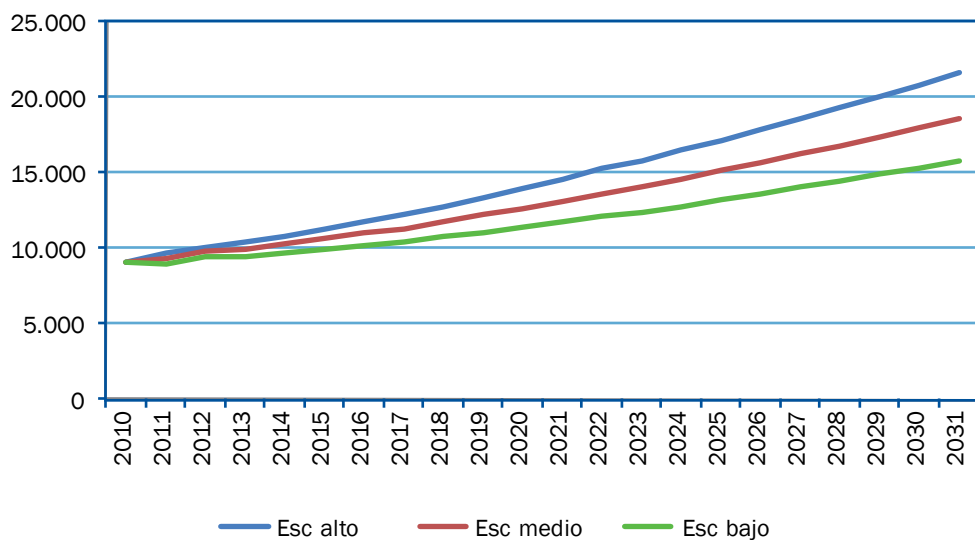


La proyección de demanda de energía eléctrica corresponde a la revisión de marzo de 2011.
Fuente: UPME, marzo de 2011.
ESC: Escenario.

**PROYECCIONES DE POTENCIA MÁXIMA
2011 - 2031**

Año	Potencia máxima [MW]			Tasa de Crecimiento		
	Escenario Bajo	Escenario Bajo	Escenario Bajo	Escenario Bajo	Escenario Bajo	Escenario Bajo
2010	9.100	9.100	9.100	-2,05%	-2,05%	-2,05%
2011	9.736	9.377	9.018	6,98%	3,04%	-0,90%
2012	10.090	9.788	9.474	3,64%	4,38%	5,05%
2013	10.398	9.964	9.541	3,05%	1,80%	0,71%
2014	10.840	10.287	9.767	4,25%	3,24%	2,36%
2015	11.332	10.665	10.031	4,54%	3,68%	2,71%
2016	11.776	11.003	10.272	4,44%	3,69%	2,92%
2017	12.217	11.325	10.497	3,74%	2,92%	2,18%
2018	12.774	11.742	10.795	4,56%	3,68%	2,84%
2019	13.362	12.198	11.135	4,61%	3,89%	3,15%
2020	13.942	12.626	11.435	4,34%	3,51%	2,69%
2021	14.620	13.131	11.800	4,87%	4,00%	3,19%
2022	15.316	13.641	12.159	4,76%	3,88%	3,04%
2023	15.849	14.072	12.441	3,48%	3,16%	2,32%
2024	16.506	14.611	12.846	4,14%	3,83%	3,25%
2025	17.198	15.146	13.277	4,19%	3,66%	3,36%
2026	17.874	15.661	13.674	3,93%	3,40%	2,99%
2027	18.571	16.200	14.072	3,90%	3,44%	2,92%
2028	19.303	16.764	14.494	3,94%	3,48%	2,99%
2029	20.056	17.335	14.923	3,90%	3,41%	2,96%
2030	20.852	17.936	15.370	3,97%	3,47%	3,00%
2031	21.676	18.557	15.827	3,95%	3,46%	2,97%

**PROYECCIONES DE POTENCIA MÁXIMA
2011 - 2031**



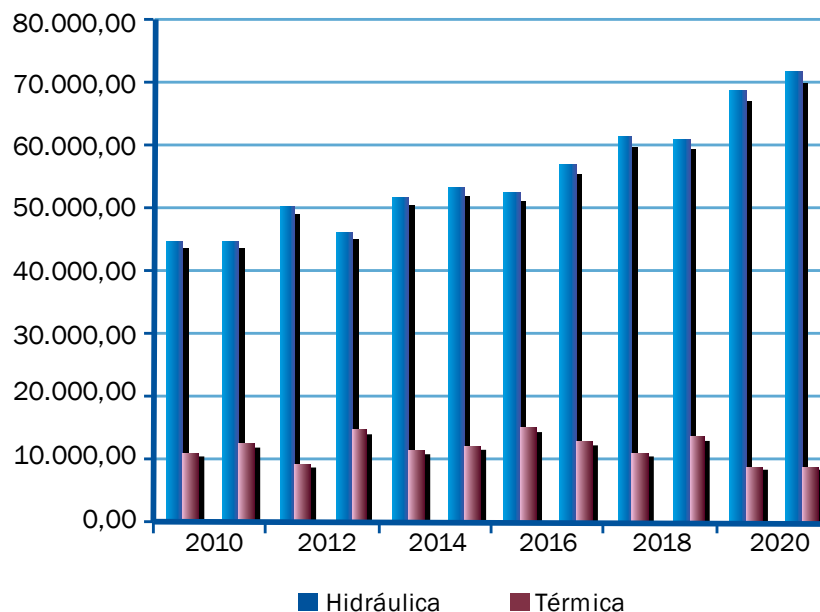
La proyección de demanda de energía eléctrica corresponde a la revisión de marzo de 2011.
Fuente: UPME, marzo de 2011.
ESC: Escenario.

PROYECCIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
(GWh)
2010 - 2021

Año	Generación	
	Hidráulica	Térmica
2010	44.754,26	11.063,49
2011	44.657,45	12.754,11
2012	50.221,63	9.131,61
2013	46.432,32	14.732,33
2014	51.852,31	11.316,08
2015	53.236,77	12.379,40
2016	52.737,61	15.089,67
2017	57.116,86	13.015,53
2018	61.433,26	11.169,14
2019	61.291,39	13.678,19
2020	68.830,98	8.982,59
2021	71.903,10	8.817,05

La caída en la generación térmica en los años 2020 y 2021 está relacionada con la entrada de nuevos proyectos hidráulicos como Pescadero Ituango Fase II (1.200MW).

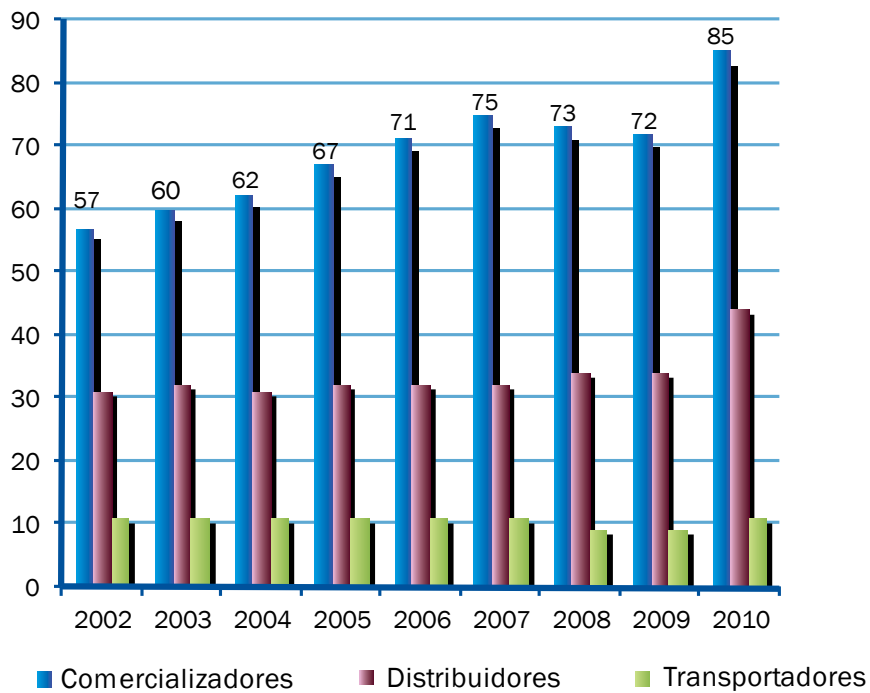
PROYECCIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
(GWh)
2010 - 2021



Fuente: UPME, marzo de 2010.

NÚMERO DE AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO POR ACTIVIDAD
2002- 2010

Agentes	Comercializadores	Distribuidores	Transportadores
2002	57	31	11
2003	60	32	11
2004	62	31	11
2005	67	32	11
2006	71	32	11
2007	75	32	11
2008	73	34	9
2009	72	34	9
2010	85	44	11

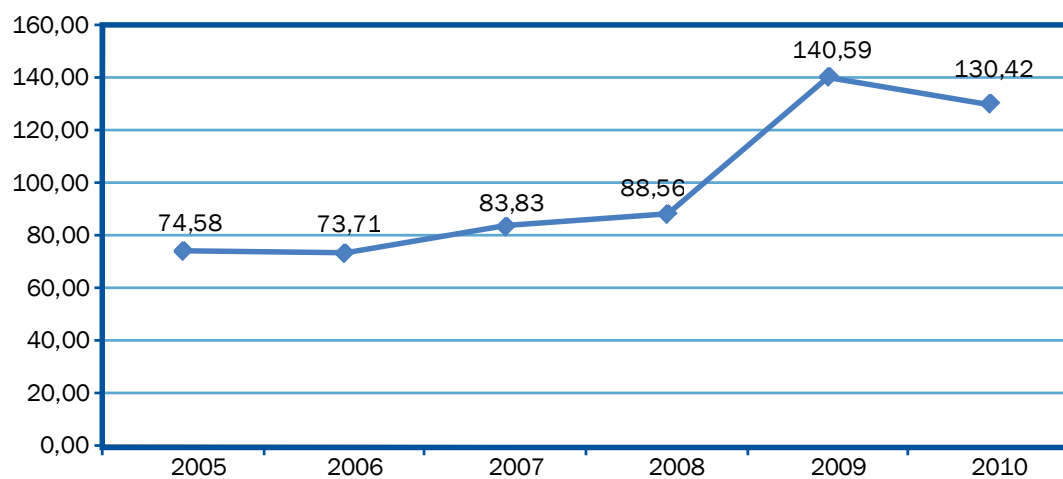


Fuente: XM S.A. E.S.P, marzo de 2010.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

EVOLUCIÓN PRECIO PROMEDIO EN BOLSA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 (\$/kWh)
 2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	82,90	79,32	87,71	95,32	133,97	154,05	89,76
Febrero	74,06	74,71	107,05	101,22	123,76	198,80	106,30
Marzo	69,61	65,59	100,47	91,13	109,71	191,37	81,38
Abril	68,60	54,51	92,09	103,75	89,42	198,17	75,85
Mayo	69,56	54,33	74,98	97,27	116,79	151,37	
Junio	59,51	53,41	76,44	76,88	126,80	91,47	
Julio	77,92	59,02	79,80	63,23	125,84	83,37	
Agosto	86,22	66,84	84,07	74,34	128,54	85,13	
Septiembre	87,67	102,46	74,00	81,88	184,60	112,49	
Octubre	81,47	128,80	80,32	84,48	191,53	137,03	
Noviembre	56,82	80,58	63,61	87,20	155,03	92,57	
Diciembre	80,56	64,99	85,41	106,07	201,03	69,25	
Promedio	74,58	73,71	83,83	88,56	140,59	130,42	88,32

PRECIO PROMEDIO EN BOLSA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 (\$/kWh)
 2005 - 2010

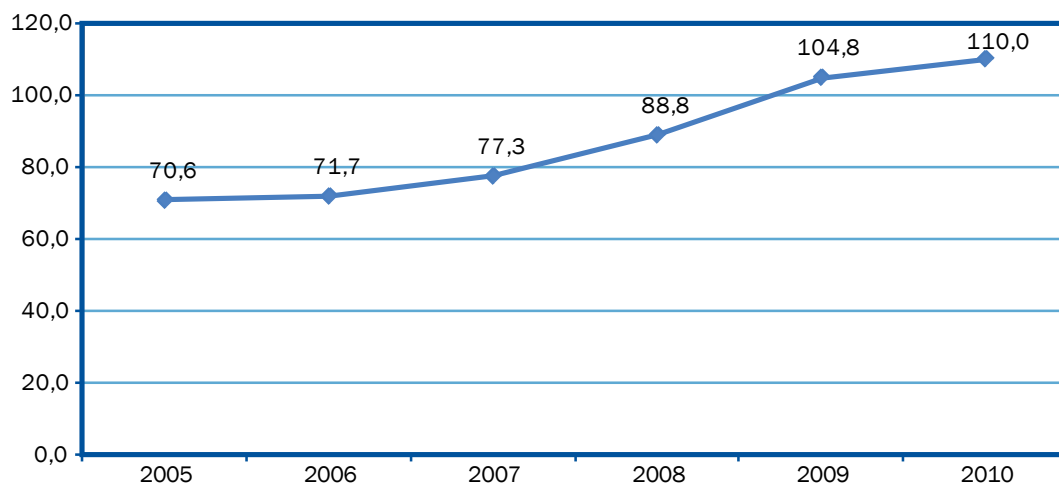


Nota: la Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995.
 Fuente : XM S.A. E.S.P., abril de 2011.
 Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

PRECIO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CONTRATOS
 (\$/kWh)
 2005 - abril 2011

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	71,39	72,21	78,18	86,21	105,31	110,19	116,12
Febrero	71,89	71,71	80,60	88,12	107,15	111,92	117,40
Marzo	72,01	70,78	81,00	87,46	107,12	112,28	117,71
Abril	71,68	69,99	79,43	87,82	106,04	113,99	118,00
Mayo	70,69	69,53	75,61	86,52	104,10	109,96	
Junio	68,64	70,06	75,13	87,27	103,70	108,92	
Julio	70,58	70,10	75,45	87,29	103,68	108,10	
Agosto	70,48	71,77	75,59	87,46	103,12	107,71	
Septiembre	70,41	74,55	75,20	89,52	103,36	108,29	
Octubre	70,71	74,04	76,17	90,93	102,34	108,51	
Noviembre	67,11	73,00	75,69	91,41	102,94	108,61	
Diciembre	71,46	73,25	79,83	95,31	109,09	111,43	
Promedio	70,6	71,7	77,3	88,8	104,8	110,0	117,3

PRECIO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CONTRATO
 (\$/kWh)
 2005 - 2010



Fuente: XM S.A. E.S.P., mayo de 2010.
 Nota: la Bolsa de Energía Eléctrica se creó a partir de julio de 1995.
 Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

INVERSIONES CON RECURSOS FAZNI
(Millones de pesos)
2005 - 2009

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Amazonas	2.475	1.951	176	9.338		13.940
Antioquia			1.446			1.446
Caquetá	12.980	4.219	5.477	11.570		34.246
Casanare			460			460
Cauca	85	12.468	2.242		73.103	87.899
Chocó	713	1.552	15.635			17.900
Guainía	105	549		2.673		3.327
Guaviare	1.450	572	812	900		3.734
Meta	509	5.861	7.801	1.101		15.272
Nariño	1.742	2.050	20.853	982	140.554	166.181
Putumayo		278	8.469			8.747
San Andrés Isla	4.560		19.659			24.219
Vaupés	13.560		8.261	67.622	2.422	91.865
Vichada			2.298		3.000	5.298
Nacional	516		2.438			2.954
Total	38.695	29.500	96.027	94.186	219.080	477.487

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS BENEFICIADOS CON RECURSOS FAZNI
2005 - 2009

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Amazonas				6.740		6.740
Antioquia			729			729
Caquetá	2.883	1.096	2.962	2.393		9.334
Casanare			84			84
Cauca	0	1.804	980		6.093	8.877
Chocó	297	1.525	4.469			6.291
Guainía	56	60		2.562		2.678
Guaviare	767	0	912	9		1.688
Meta	858	731	1.207	11		2.807
Nariño	1.970	640	8.100	1.831	7.097	19.638
Putumayo		631	2.309			2.940
San Andrés Isla	4.242		8.471			12.713
Vaupés	0		557			557
Vichada			1.982		2.949	4.931
Nacional	20.000		23.563			43.563
Total	31.073	6.487	56.325	13.546	16.139	130.188

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

INVERSIONES CON RECURSOS DE FAER
(Millones de pesos)
2005 - 2010

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Antioquia	3.938	833	2.823	3.253	605		11.453
Arauca			153	254	608		1.015
Bolívar			151				151
Boyacá	5.844	1.330	3.752	4.102	3.973		19.002
Caldas	1.603		0				1.603
Caquetá			1.501	1.501			3.001
Casanare			0				0
Cauca	7.104	7.993	10.253	2.288	3.433		31.071
Cesar		495	113				608
Córdoba			438	836	2.006		3.281
Cundinamarca	240	376	1.472	1.297			3.385
Huila	927	2.251	172				3.350
La Guajira	1.996	74	0				2.070
Magdalena	1.088	833	87				2.007
Meta	208						208
Nariño	159	1.314	1.330	803	610		4.216
Norte de Santander	717	7.757	11.371	4.884	11.688		36.416
Putumayo			341	875	841		2.057
Santander	2.148	705	2.045	605			5.503
Sucre			0	4.000	20.000	9.243	33.243
Tolima	6.701	1.547	2.316	2.959	4.875		18.398
Valle	1.963		184	1.040	232		3.420
Total	34.638	25.508	38.500	28.697	48.871	9.243	185.457

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS RURALES BENEFICIADOS (FAER) CON SERVICIO DE ENERGÍA
2005 - 2008

Departamento	2005	2006	2007	2008	Total
Antioquia	1.144		1.571		2.715
Arauca			161		161
Bolívar					0
Boyacá	1.680	149	2.261		4.090
Caldas	306				306
Caquetá			346		346
Casanare					0
Cauca	1.585	2.888	1.828		6.301
Cesar		66			66
Córdoba			400		400
Cundinamarca	104	143	386		633
Huila	290	641			931
La Guajira	350				350
Magdalena	279	127			406
Meta	34				34
Nariño	91	375	437		903
Norte de Santander	134	2.403	2.613		5.150
Putumayo			434		434
Santander	454	114	491		1.059
Sucre				3.356	3.356
Tolima	1.391	381	1.314		3.086
Valle	511		211		722
Total	8.353	7.287	12.453	3.356	31.449

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

INVERSIONES CON RECURSOS DE PRONE
(Millones de pesos)
2005 - 2010

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Atlántico	8.077	677	2.731	9.975	20.466	14.752	65.798
Bolívar	0	1.284	1.229	5.992	6.941	1.763	19.777
Cesar	1.184	83	82	1.776	5.718	1.148	11.869
Chocó	0	0	0	185	360	0	545
Córdoba	0	0	909	4.353	4.406	1.663	11.331
Guajira	0	0	97	2.549	4.764	789	8.199
Huila	0	0	0	1.072	3.630	582	5.285
Magdalena	0	1.697	475	3.548	9.234	8.170	23.906
Nariño	0	0	0	0	0	12.266	12.266
Santander	0	0	919	2.595	2.829	963	7.307
Sucre	0	0	162	1.375	2.772	830	5.140
Tolima	668	2.777	450	2.326	133	0	6.355
Valle del cauca	0	0	0	462	1.690	4.743	6.895
Total	9.929	6.519	7.055	36.208	62.944	47.671	184.673

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

USUARIOS BENEFICIADOS RECURSOS PRONE
2005 - 2010

Departamento	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Atlántico	7.152		15.231	5.492	11.267	8.122	47.263
Bolívar		1.049	6.189	3.299	3.821	971	15.329
Cesar	1.035			977	3.148	632	5.792
Chocó				102	198	0	300
Córdoba			4.429	2.397	2.425	916	10.167
Guajira			519	1.403	2.623	434	4.979
Huila				590	1.998	321	2.909
Magdalena		1.824	2.275	1.953	5.084	4.498	15.634
Nariño				0	0	6.753	6.753
Santander			5.107	1.429	1.558	530	8.624
Sucre			904	757	1.526	457	3.644
Tolima	730	2.692	2.095	1.281	73	0	6.871
Valle del cauca				254	931	2.611	3.796
Total	8.917	5.565	36.749	19.934	34.653	26.244	132.062

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

RECURSOS ASIGNADOS FONDO NACIONAL DE REGALÍAS
(Millones de pesos)

Año	Departamento	Recursos asignados	Nº usuarios beneficiados	Nº de proyectos
2006	Cauca	5.139	1113	8
2006	Nariño	658	111	1
Total general		5.797	1.224	9

RECURSOS ASIGNADOS FONDO NACIONAL DE REGALÍAS
(Millones de pesos)
2007 - 2009

Año	Departamento	Recursos asignados	Nº usuarios beneficiados	Nº de proyectos
2007	Bolívar	685	370	1
2007	Boyacá	5.127	400	1
2007	Cauca	7.551	529	11
2007	Cesar	1.634	2204	1
2007	Chocó	2.107	211	3
2007	Nariño	1.606	533	3
2007	Norte de Santander	689	175	1
2007	Santander	11.569	97	2
Total general		30.968	4.519	23

Año	Departamento	Recursos asignados	Nº usuarios beneficiados	Nº de proyectos
2008	Antioquia	8.173	1653	5
2008	Bolívar	6.262	1753	1
2008	Boyacá	372	93	1
2008	Chocó	4.001	1632	2
2008	Córdoba	6.221	2173	3
2008	Guaviare	7.716	1374	1
2008	Huila	4.862	1494	14
2008	Magdalena	2.446	520	1
2008	Nariño	557	93	1
2008	Norte de Santander	1.713	246	2
2008	Santander	13.727	16293	7
2008	Sucre	6.250	5375	2
2008	Valle	460	133	1
Total general		62.760	32.832	41

Año	Departamento	Recursos asignados	Nº usuarios beneficiados	Nº de proyectos
2009	Amazonas	7.000	1703	2
2009	Antioquia	8.811	1806	6
2009	Bolívar	9.050	11109	4
2009	Boyacá	4.872	1486	4
2009	Caquetá	16.088	2844	1
2009	Cauca	20.060	2636	3
2009	Chocó	23.381	3860	10
2009	Córdoba	10.300	11651	3
2009	Guaviare	3.000	451	1
2009	Huila	1.079	144	2
2009	Magdalena	11.111	5142	3
2009	Nariño	2.596	643	3
2009	Norte de Santander	2.419	298	1
2009	Putumayo	2.888	333	1
2009	Santander	2.066	335	3
2009	Tolima	550	73	1
Total general		125.270	44.514	48

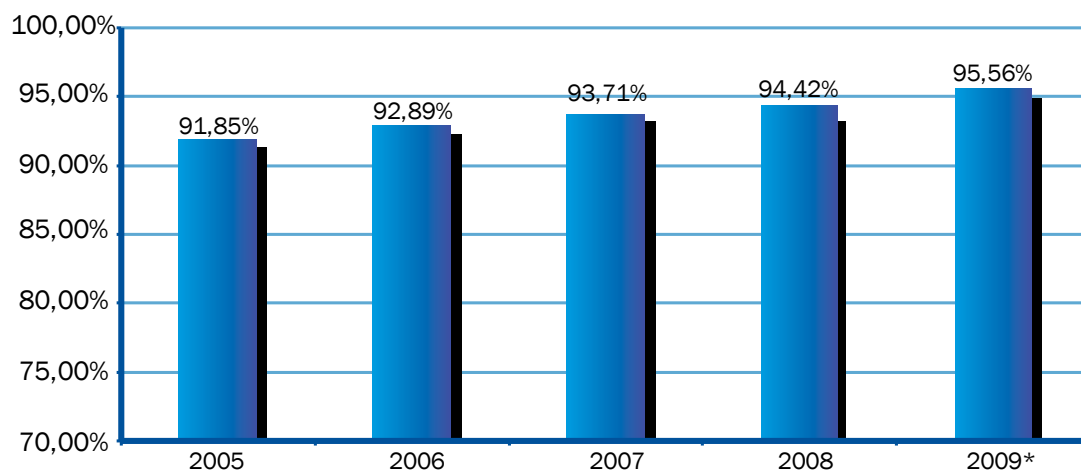
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

EVOLUCIÓN ÍNDICE DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA - SIN 2005 - 2009

Departamento	Empresa	2005	2006	2007	2008	2009*
Arauca	Arauca	92,7%	81,7%	89,8%	92,0%	94,3%
Caquetá	Caquetá	72,2%	73,1%	73,7%	87,9%	82,3%
Cauca	CEDELCA , Empresa Municipal de Energía	81,1%	78,5%	80,1%	74,0%	89,9%
Nariño	CEDENAR, Valle Sibundoy	88,8%	89,5%	91,0%	80,7%	86,9%
Norte de Santander	CENS	91,8%	88,8%	91,0%	91,9%	95,4%
Atlántico, Magdalena, Guajira y Cesar	Electricaribe	91,0%	91,7%	93,5%	96,4%	94,5%
Caldas, Quindío, Risaralda	CHEC , EDEQ, Pereira	94,6%	95,4%	95,7%	97,0%	97,1%
Chocó	Chocó	76,5%	84,4%	85,6%	87,9%	83,5%
Córdoba, Bolívar, Sucre	Electrocosta	86,0%	90,5%	92,0%	94,1%	91,7%
Antioquia	EADE, EEPPM, Yarumal	94,8%	94,2%	94,4%	95,7%	96,5%
Boyacá, Casanare	EBSA	85,2%	93,0%	93,9%	89,3%	91,0%
Bogotá, Cundinamarca	CODENSA, EEC	96,0%	98,2%	98,2%	98,9%	99,1%
Valle	EMCALI, EPSA, Cartago, Tuluá, DICEL	92,0%	95,8%	96,2%	97,9%	98,9%
Meta	EMSA	90,4%	93,5%	94,3%	97,6%	97,0%
Santander	ESSA	94,5%	95,2%	96,8%	92,8%	97,7%
Huila	Huila	98,9%	85,3%	88,4%	89,1%	94,5%
Putumayo	Putumayo	57,5%	60,8%	61,8%	76,9%	80,0%
Tolima	Tolima	89,2%	83,7%	84,4%	91,2%	93,6%
Guaviare		0,0%	83,2%	83,3%	84,7%	68,5%
Total		91,85%	92,89%	93,71%	94,42%	95,56%

Fuente: UPME, abril de 2010.
* Resultados Preliminares.

EVOLUCIÓN ÍNDICE DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA - SIN 2005 - 2009



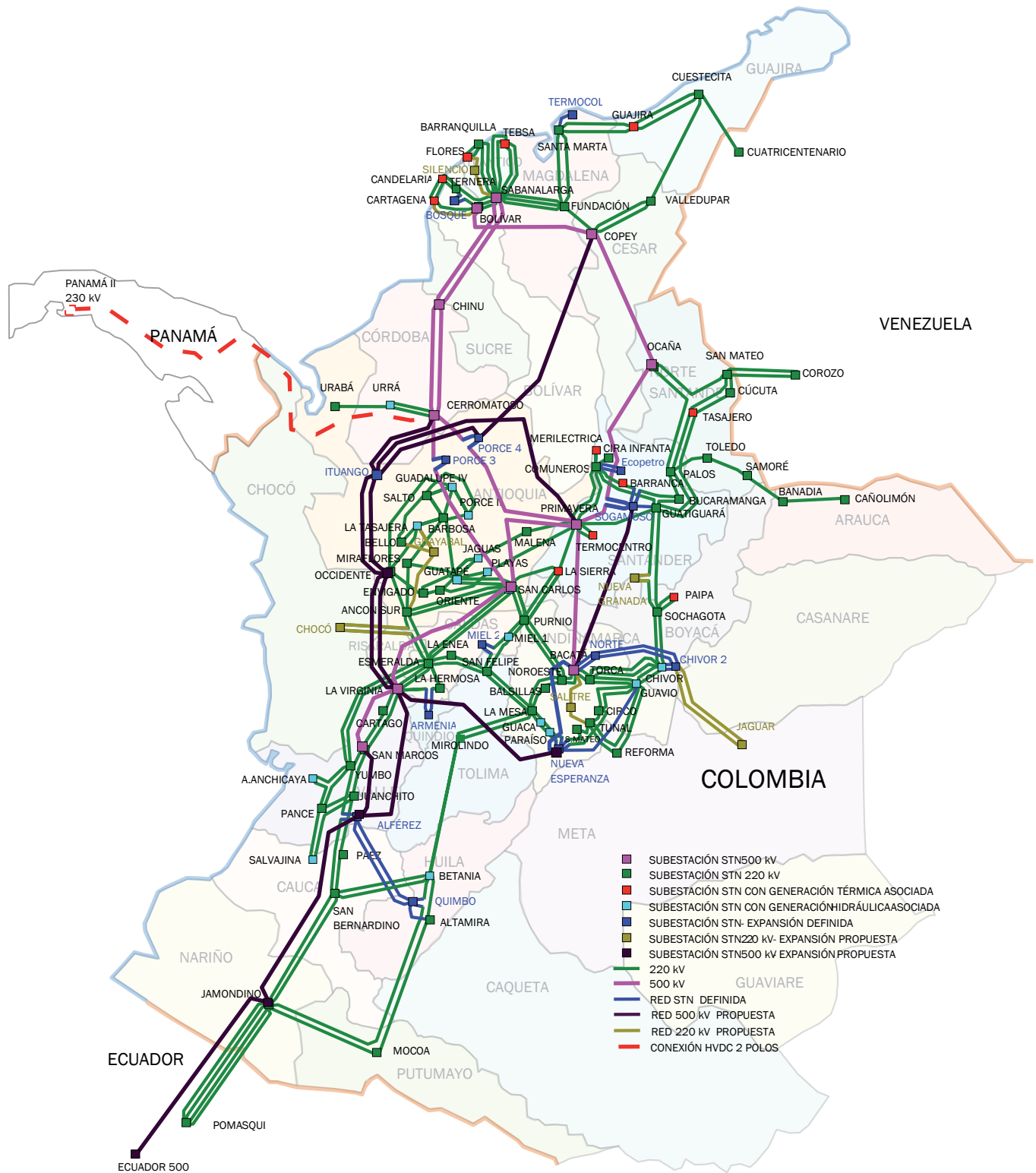
Fuente: UPME, abril de 2010.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL 2010



Fuente:UPME, documento Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión, 2009 - 2023.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL CON EXPANSIÓN 2024



SUBSIDIOS, CONTRIBUCIONES Y APORTES DE LA NACIÓN SECTOR ELÉCTRICO
(Millones de pesos)
2005 - 2009

Empresa	Año	Subsidios	Contribuciones	Aporte del Presupuesto Nacional
Archipelago's Power & Light Co S.A. Electrificadora de San Andrés y Providencia	2005	1.563	3.294	0
	2006	1.484	3.482	0
Campamento	2005	251	19	221
	2006	273	18	124
	2007	286	21	191
	2008	309	24	14
	2009	52	4	
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	2005	27.578	8.352	14.551
	2006	28.901	9.012	12.692
	2007	28.860	10.186	12.737
	2008	31.802	11.768	4.595
	2009	35.484	12.701	18.931
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S. P.	2005	29.022	4.501	27.372
	2006	28.921	4.905	12.834
	2007	30.583	5.653	17.939
	2008	35.485	6.078	4.123
	2009	44.626	6.952	26.468
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	2005	20.805	12.087	3.206
	2006	22.283	13.325	5.204
	2007	31.084	15.707	3.737
	2008	39.875	18.583	803
	2009	53.738	22.628	22.520
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	2005	4.297	2.902	540
	2006	4.205	3.252	451
	2007	4.355	3.472	656
	2008	5.157	3.579	250
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	2005	35.611	20.102	14.164
	2006	35.900	21.289	6.556
	2007	35.819	23.991	10.133
	2008	41.018	28.075	2.594
	2009	46.412	28.767	13.096
Codensa S.A. E.S.P.	2005	144.991	201.207	0
	2006	138.624	221.075	0
	2007	141.213	240.713	0
	2008	177.234	274.608	0
	2009	224.740	312.111	0
Comercializadores Deficitaria	2008	383	221	0
	2009	108	54	
Comercializadores Independientes	2005	581	581	0
	2006	1.179	1.179	0
	2007	1.937	1.862	0

Empresa	Año	Subsidios	Contribuciones	Aporte del Presupuesto Nacional
Cumbal	2005	13	0	7
	2006	18	0	13
	2007	23	0	15
	2008	27	0	3
	2009	27		18
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. DISPAC	2005	5.113	800	2.730
	2006	5.265	936	2.882
	2007	7.632	1.153	3.691
	2008	9.582	1.382	296
	2009	11.933	1.484	7.421
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	2005	49.289	17.112	29.515
	2006	24.354	8.472	18.159
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	2005	35.414	22.873	16.623
	2006	36.958	26.602	7.555
	2007	35.650	29.680	9.662
	2008	32.816	33.311	1.633
	2009	38.879	37.083	5.845
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	2005	11.036	5.944	4.088
	2006	11.736	6.893	2.213
	2007	12.884	7.526	4.118
	2008	15.308	8.289	755
	2009	18.756	9.150	7.175
Empresa Eléctrica Ambato S.A. E.S.P.	2005	952	671	0
	2006	1.111	923	0
	2007	1.298	993	174
	2008	8.115	0	0
Empresa Municipal de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	2005	1.334	515	938
	2006	1.706	629	510
	2007	2.015	708	897
	2008	2.496	830	209
	2009	2.934	910	1.394
Empresas de Energía de Cundinamarca	2005	12.986	9.754	5.049
	2006	15.271	10.872	1.384
	2007	18.935	12.507	4.981
	2008	22.570	15.160	899
	2009	26.622	15.923	7.917
Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina S.A. E.S.P.	2005	7.452	7.953	0
	2006	7.485	9.005	0
	2007	7.764	9.803	0

Empresa	Año	Subsidios	Contribuciones	Aporte del Presupuesto Nacional
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	2008	9.802	11.122	0
	2009	11.796	12.741	0
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	2005	1.547	253	906
	2006	1.859	318	1.019
	2007	2.088	375	1.220
	2008	2.686	464	482
	2009	3.495	551	2.269
El Retorno	2005	151	22	0
	2006	112	18	122
Elecaturi	2006	137	29	0
	2007	247	28	89
	2008	359	31	11
	2009	423	46	258
Electricaribe	2005	108.777	67.187	33.340
	2006	118.535	81.004	15.812
	2007	117.347	78.996	27.885
	2008	323.915	177.050	10.907
	2009	399.092	202.455	133.796
Electrocaribe - MIPYMES	2006	2.928	277	0
	2007	20.423	1.685	16.890
	2008	42.180	1.900	8.987
	2009	52.974	2.416	34.274
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	2005	7.773	1.289	7.000
	2006	8.198	1.538	3.785
	2007	8.264	1.840	4.896
	2008	10.042	2.006	860
	2009	12.497	2.287	7.372
Electricadora de la Costa Atlántica	2005	120.754	65.652	37.230
	2006	128.435	74.377	40.496
	2007	139.106	78.451	44.832
Electrificadora de la Costa Atlántica MIPYMES	2006	2.015	137	0
	2007	13.505	610	9.572
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	2005	28.108	10.174	16.997
	2006	28.469	11.472	9.214
	2007	32.445	10.936	15.134
	2008	40.204	11.210	1.106
	2009	45.566	13.784	23.002
Electrificadora del Vichada	2005	344	67	280
	2006	395	86	171
	2007	422	97	234
	2008	438	16	43
	2009	572		410

Empresa	Año	Subsidios	Contribuciones	Aporte del Presupuesto Nacional
Empresas Municipales de Cali S.A. E.S.P.	2005	39.936	61.549	0
	2006	37.017	61.334	0
	2007	38.291	64.336	0
	2008	37.293	61.792	0
	2009	65.128	94.080	0
Empresa de Energía de Cartago (Valle)	2005	2.148	1.812	244
	2006	2.450	2.305	146
	2007	2.441	2.328	257
	2008	3.062	2.506	100
	2009	3.737	2.914	562
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	2005	14.309	7.612	3.958
	2006	14.978	8.429	2.389
	2007	16.220	10.172	4.601
	2008	19.882	11.824	1.940
	2009	26.457	15.826	7.943
Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	2005	8.700	9.687	0
	2006	8.689	14.390	0
	2007	8.571	14.643	0
	2008	10.109	16.156	0
	2009	11.651	20.063	
Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.	2008	10.322	3.167	0
	2009	13.449	3.850	7.248
ENERGISOCIAL	2005	34.112	6	29.183
	2006	41.110	17	23.375
	2007	48.449	39	35.405
	2008	63.812	52	11.698
	2009	78.092	59	53.859
Energaviare	2005	819	86	464
	2006	1.127	329	258
	2007	1.221	418	571
	2008	1.530	570	154
	2009	2.141	654	992
Compañía Energética del Tolima	2005	27.502	14.099	19.344
	2006	27.010	15.819	7.003
	2007	29.086	17.189	8.923
	2008	35.883	19.811	2.097
	2009	45.907	23.065	17.262
Empresas Publicas de Medellín S.A. E.S.P.	2005	82.452	95.261	0
	2006	75.339	99.829	0
	2007	87.192	118.799	0
	2008	149.156	150.607	123
	2009	191.943	160.869	24.494

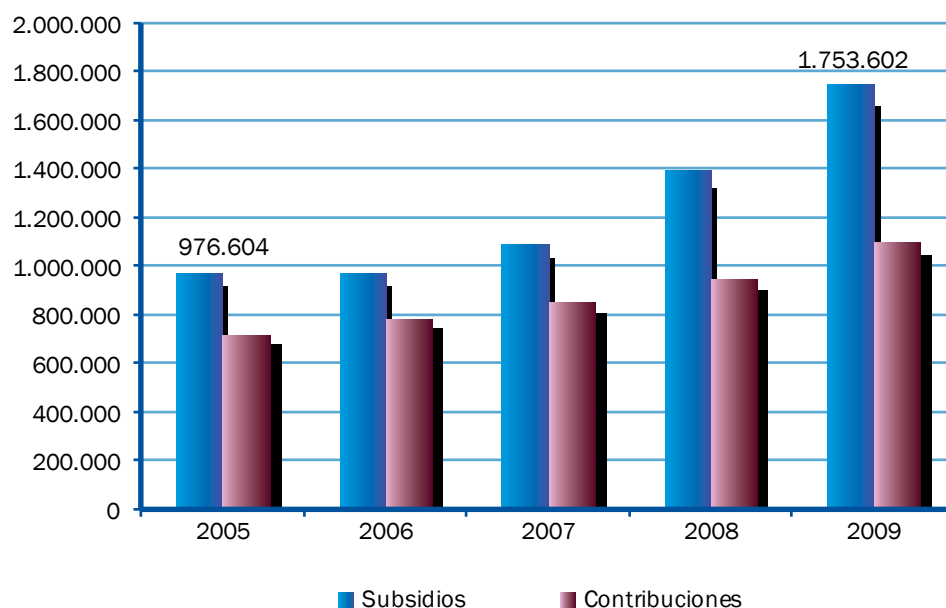
Empresa	Año	Subsidios	Contribuciones	Aporte del Presupuesto Nacional
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	2005	56.211	32.808	16.349
	2006	54.010	35.074	6.762
	2007	53.695	35.914	11.727
	2008	64.365	40.644	5.178
	2009	73.572	45.166	20.408
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	2005	30.746	26.979	6.854
	2006	31.152	32.363	446
	2007	37.856	33.355	2.940
	2008	47.310	41.436	0
	2009	60.916	48.061	8.922
Zonas No Interconectadas, IPSE	2005	22.214	0	22.207
	2006	23.500	0	23.500
	2007	30.877	0	30.877
	2008	49.616	0	0
	2009	66.191	0	66.191
Manacacias	2005	244	26	171
	2006	290	23	91
Mercado Antioquia (ETASERVI)	2007	39.726	15.270	14.971
Energía Telecomunicaciones Aseo y Acueducto	2007	1.483	3.792	4.123
Popayán	2005	100	1	77
	2006	89	1	95
	2007	84	1	55
	2008	108	0	20
	2009	116	1	88
Empresa de Servicios Públicos Aseo Alcántarillado, Acueducto y Energía	2005	0	172	0
	2007	0	156	0
Empresa de Energía del Valle del Sibundoy	2005	728	36	531
	2006	711	40	597
	2007	796	43	513
	2008	954	47	31
	2009	1.201	56	853
Empresas Públicas de Yarumal (Antioquia)	2005	640	691	0
	2006	708	790	0
	2007	482	599	0
Otras	2009	82.375	4.391	66.011
Total	2005	976.604	714.135	314.138
	2006	974.939	781.870	205.859
	2007	1.090.656	854.050	304.646
	2008	1.397.034	954.318	59.912
	2009	1.753.602	1.101.104	587.000

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, mayo de 2010. Otras: CETSA, EEDAS, EEASA, Ruitoque, Enerca.

SUBSIDIOS - CONTRIBUCIONES Y APORTES DE LA NACIÓN SECTOR ELÉCTRICO
(Millones de pesos)
2005 - 2009

Año	Subsidios	Contribuciones	Aporte del Presupuesto Nacional
2005	976.604	714.135	314.138
2006	974.939	781.870	205.859
2007	1.090.656	854.050	304.646
2008	1.397.034	954.318	59.912
2009	1.753.602	1.101.104	587.000

EVOLUCIÓN DE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES SECTOR ELÉCTRICO
(Millones de pesos)
2005 - 2009



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, mayo de 2010.



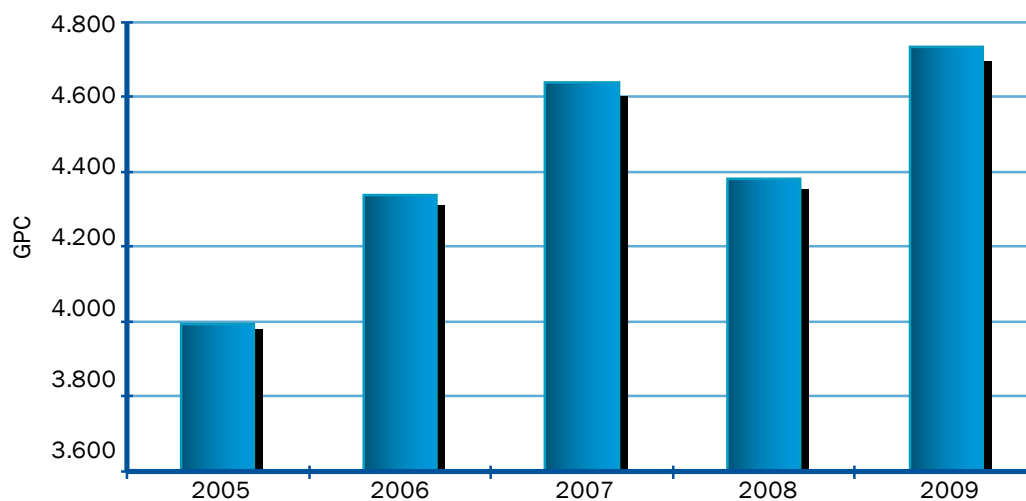
Anexos Estadísticos
Gas Combustible

RESERVAS PROBADAS DE GAS COMERCIAL
(Giga Pies Cúbicos - GPC)
2005 - 2009

Contrato	Ecopetrol	Asociación	E&P	Total
2005	72,6	3.922,3		3.995,0
2006	111,1	4.231,2		4.342,3
2007	278,5	4.362,5		4.641,0
2008	187,0	3.768,0	429,0	4.384,0
2009	242,9	4.041,2	452,6	4.736,8

Las reservas del 2007 incluyen 2.056,20 GPC remanentes de gas comercial. Próximo a comercializar 1.683,4, incluyen 901,4 para consumo propio.
Las reservas del 2008 incluyen 2.180,51 GPC reservas probadas desarrolladas comercializables y no desarrolladas probadas de 2.203,08 GPC.
E&P : exploración y producción
Fuente: Ecopetrol S.A. - ANH.

RESERVAS PROBADAS DE GAS COMERCIAL
2005 - 2009

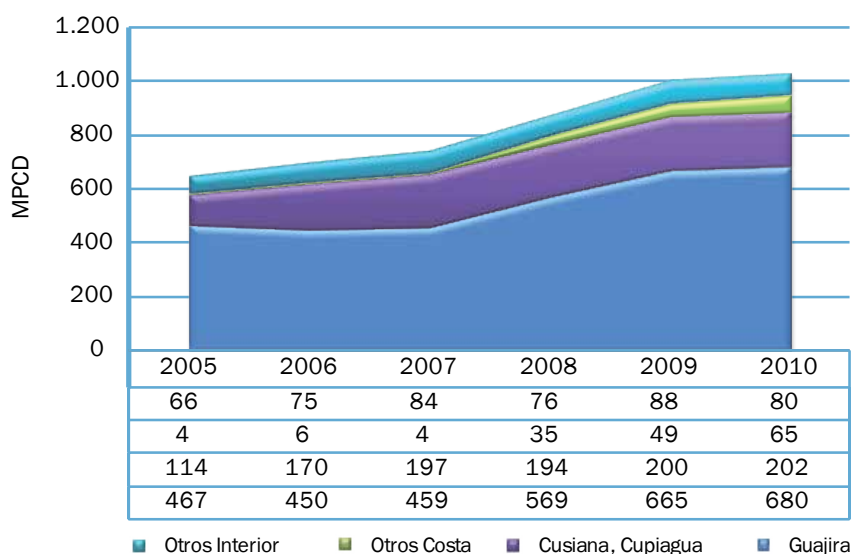


Fuente: Ecopetrol - ANH.
Actualizado a: diciembre 31 de 2009.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

OFERTA DE GAS NATURAL
MPCD
2005 - 2010

Oferta de Gas Natural	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL PAÍS	652	702	743	874	1003	1026
Guajira	467	450	459	569	665	680
Otros Costa	4	6	4	35	49	65
Cusiana, Cupiagua	114	170	197	194	200	202
Otros Interior	66	75	84	76	88	80
Costa Atlántica	471	457	462	604	715	745
Guajira	467	450	459	569	665	680
Güepajé	4	4	3	0	0,4	2,2
Creciente				34	44	59
Otros Costa		3	1	1	5	3
Barranca y Bucaramanga	52	60	52	37	36	31
Payoa, Provincia, Cantagallo, Llanito, El Centro	52	60	52	18	24	18
Otros Magdalena Medio				19	12	13
Bogotá, GBS y Llanos	122	177	223	224	239	234
Cusiana, Cupiagua	114	170	197	194	200	202
Apiay	8	8	12	9	3	2
Pauto Floreña			15	21	33	30
Otros Llanos				1	2	1
Tolima y Huila	7	7	6	8	13	15
Montañuelo	7	7	4	2	0	0
Otros Sur			2	5	13	14
Intercambios de Gas Natural	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Exportaciones a Venezuela				147	180	155
Ballena - Costa Atlántica	317	323	319	262	313	330
Ballena - Interior	139	118	147	160	172	195
Sistemas aislados			15	23	34	31
Cerrito				1	1	2
Pauto Floreña			15	21	33	30
Otros Llanos				1		

OFERTA DE GAS NATURAL
2005 - 2010



OFERTA MENSUAL (MPCD)
2009 - 2010

	Ene/2009	Feb/2009	Mar/2009	Abr/2009	May/2009	Jun/2009	Jul/2009	Ago/2009	Sep/2009	Oct/2009	Nov/2009	Dic/2009	Promedio
Guajira	544,15	586,85	568,11	653,57	688,61	688,87	695,80	714,56	677,35	746,30	699,23	722,13	665,95
Arianna	3,36	3,40	5,20	5,75	6,10	5,68	5,83	5,42	4,67	4,35	3,63	3,57	4,75
Güepajé	2,51	1,99	0,62	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42
La Creciente	34,55	58,36	53,16	42,40	22,87	25,77	35,90	39,58	47,53	52,06	58,07	58,29	43,93
Cusiana	189,82	197,96	199,62	185,51	197,24	195,79	207,97	206,73	210,06	205,70	210,97	197,58	200,43
Pauto - Floreña	31,39	27,67	26,61	27,92	30,47	34,39	30,77	31,38	32,63	41,33	43,62	39,08	33,13
Otros Llanos	1,66	1,74	1,40	0,90	0,39	0,07	0,42	3,92	1,83	4,68	4,60	3,64	2,11
Apiay	1,69	2,08	2,15	1,61	1,33	0,98	1,44	3,50	2,84	6,07	6,42	4,99	2,93
Payoa - Provincia	23,11	25,03	25,39	24,46	24,66	24,91	21,27	22,34	24,17	22,95	24,38	23,23	23,81
Otros Magdalena Medio	14,34	14,14	13,48	12,96	12,95	13,53	11,29	12,15	7,67	11,09	11,76	12,04	12,28
Sur	12,54	10,83	10,84	12,61	13,06	12,58	10,22	12,97	16,47	17,54	16,16	14,52	13,37
Cerrito - Sardinata	0,55	1,07	0,54	0,54	0,53	0,63	1,18	1,41	1,44	1,39	1,42	1,46	1,01
Total	859,66	931,13	907,13	968,21	998,20	1.003,27	1.022,10	1.053,96	1.026,67	1.113,46	1.080,27	1.080,53	1.004,14

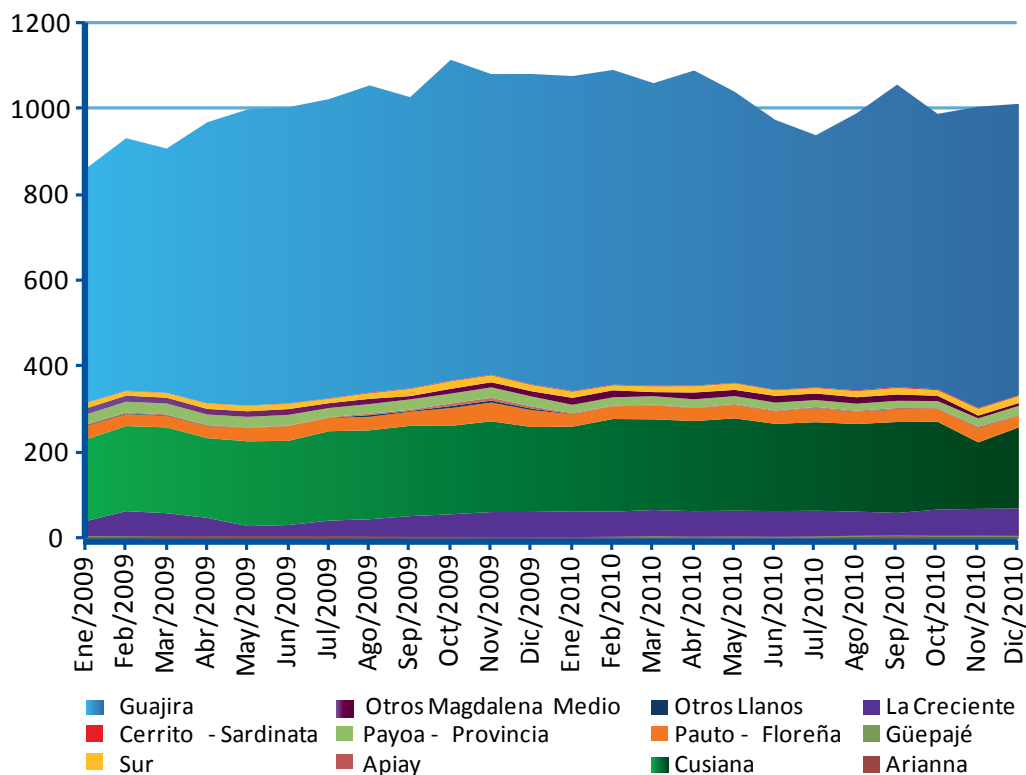
	Ene/2010	Feb/2010	Mar/2010	Abr/2010	May/2010	Jun/2010	Jul/2010	Ago/2010	Sep/2010	Oct/2010	Nov/2010	Dic/2010	Promedio 2010
Guajira	732,66	732,05	703,77	732,98	676,69	627,63	586,55	644,43	703,69	640,55	700,96	678,02	680,00
Arianna	3,39	2,81	2,55	2,55	2,45	2,41	2,24	3,74	4,94	4,06	4,20	4,06	3,28
Güepajé	0,00	1,38	3,10	1,76	2,51	1,75	2,82	2,90	2,82	2,48	2,70	2,20	2,20
La Creciente	60,08	58,44	60,77	59,49	59,88	59,83	59,67	56,02	51,92	60,84	62,19	63,75	59,41
Cusiana	196,81	215,46	210,88	209,44	214,73	202,70	205,86	203,74	211,47	204,26	154,55	188,66	201,55
Pauto - Floreña	28,80	29,46	32,47	30,23	31,23	28,76	32,69	28,19	28,52	29,19	32,52	26,49	29,88
Otros Llanos	0,79	0,29	0,27	0,00	0,39	0,56	0,86	0,65	1,05	0,26	1,10	0,19	0,54
Apiay	1,94	1,41	1,54	1,45	1,68	1,81	1,94	2,09	3,08	2,09	3,10	2,17	2,02
Payoa - Provincia	19,29	19,30	19,56	19,01	18,56	18,37	16,08	16,35	16,61	16,66	19,27	21,14	18,35
Otros Magdalena Medio	16,17	16,27	9,49	15,79	14,40	15,65	15,16	15,02	14,67	12,22	6,46	6,49	13,15
Sur	14,31	11,56	13,37	14,58	15,21	12,91	12,87	14,09	15,17	13,09	15,70	16,55	14,12
Cerrito - Sardinata	1,47	1,53	1,47	1,41	1,29	1,38	1,39	1,87	1,99	2,08	1,82	1,37	1,59
Total	1.075,70	1.089,96	1.059,22	1.088,69	1.039,00	973,74	938,13	989,10	1.055,92	987,78	1.004,55	1.011,09	1.026,07

OFERTA DE GAS NATURAL

GRUPO	CAMPOS
Guajira	Ballena, Chuchupa.
Arianna	Arianna, Cañaflecha, Katana.
Güepajé	Güepajé.
La Creciente	La Creciente.
Cusiana	Cusiana, Cupiagua.
Pauto - Floreña	Pauto, Floreña, Morichal, Tocaría.
Otros Llanos	Libertad, Reforma, Suria, Guayuriba, Austral, Tanane, Ocoa, Pompeya.
Apiay	Apiay, Rancho Hermoso, La Punta, Guatiquia, Gavan.
Payoa - Provincia	Payoa, Payoa West, La Salina, La Salina Sur, Corazón, Corazón West, Corazón West C, Liebre, Bonanza, Sabana, Santos, Suerte, Conde.
Otros Magdalena Medio	Lisama, Lisama Profundo, Nutria, Llanito, Peroles, Tesoro, La Cira, Infantas, Gala, Yariguí, Cantagallo.
Sur	Don Pedro, Monserrate, Toqui Toqui, Tenay, Mana, Chaparro, Montañuelo, Espino, Santa Clara, Abanico, Ventilador, Río Ceibas, Guaduas.
Cerrito - Sardinata	Cerrito, Sardinata.

OFERTA DE GAS NATURAL

MPCD



OFERTA MENSUAL (MPCD)
2009 - 2010

Grupo	Ene/2009	Feb/2009	Mar/2009	Abr/2009	May/2009	Jun/2009	Jul/2009	Ago/2009	Sep/2009	Oct/2009	Nov/2009	Dic/2009	Promedio
Guajira	544,15	586,85	568,11	653,57	688,61	688,87	695,80	714,56	677,35	746,30	699,23	722,13	665,95
Arianna	3,36	3,40	5,20	5,75	6,10	5,68	5,83	5,42	4,67	4,35	3,63	3,57	4,75
Güepajé	2,51	1,99	0,62	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42
La Creciente	34,55	58,36	53,16	42,40	22,87	25,77	35,90	39,58	47,53	52,06	58,07	58,29	43,93
Cusiana	189,82	197,96	199,62	185,51	197,24	195,79	207,97	206,73	210,06	205,70	210,97	197,58	200,43
Pauto - Floreña	31,39	27,67	26,61	27,92	30,47	34,39	30,77	31,38	32,63	41,33	43,62	39,08	33,13
Otros Llanos	1,66	1,74	1,40	0,90	0,39	0,07	0,42	3,92	1,83	4,68	4,60	3,64	2,11
Apiay	1,69	2,08	2,15	1,61	1,33	0,98	1,44	3,50	2,84	6,07	6,42	4,99	2,93
Payoa - Provincia	23,11	25,03	25,39	24,46	24,66	24,91	21,27	22,34	24,17	22,95	24,38	23,23	23,81
Otros Magdalena medio	14,34	14,14	13,48	12,96	12,95	13,53	11,29	12,15	7,67	11,09	11,76	12,04	12,28
Sur	12,54	10,83	10,84	12,61	13,06	12,58	10,22	12,97	16,47	17,54	16,16	14,52	13,37
Cerrito - Sardinata	0,55	1,07	0,54	0,54	0,53	0,63	1,18	1,41	1,44	1,39	1,42	1,46	1,01
Total	859,66	931,13	907,13	968,21	998,20	1.003,27	1.022,10	1.053,96	1.026,67	1.113,46	1.080,27	1.080,53	1.004,14

Grupo	Ene/2010	Feb/2010	Mar/2010	Abr/2010	May/2010	Jun/2010	Jul/2010	Ago/2010	Sep/2010	Oct/2010	Nov/2010	Dic/2010	Promedio
Guajira	732,66	732,05	703,77	732,98	676,69	627,63	586,55	644,43	703,69	640,55	700,96	678,02	679,45
Arianna	3,39	2,81	2,55	2,55	2,45	2,41	2,24	3,74	4,94	4,06	4,20	4,06	3,28
Güepajé	0,00	1,38	3,10	1,76	2,51	1,75	2,82	2,90	2,82	2,48	2,70	2,20	2,21
La Creciente	60,08	58,44	60,77	59,49	59,88	59,83	59,67	56,02	51,92	60,84	62,19	63,75	59,43
Cusiana	196,81	215,46	210,88	209,44	214,73	202,70	205,86	203,74	211,47	204,26	154,55	188,66	201,51
Pauto - Floreña	28,80	29,46	32,47	30,23	31,23	28,76	32,69	28,19	28,52	29,19	32,52	26,49	29,88
Otros Llanos	0,79	0,29	0,27	0,00	0,39	0,56	0,86	0,65	1,05	0,26	1,10	0,19	0,54
Apiay	1,94	1,41	1,54	1,45	1,68	1,81	1,94	2,09	3,08	2,09	3,10	2,17	2,02
Payoa - Provincia	19,29	19,30	19,56	19,01	18,56	18,37	16,08	16,35	16,61	16,66	19,27	21,14	18,34
Otros Magdalena Medio	16,17	16,27	9,49	15,79	14,40	15,65	15,16	15,02	14,67	12,22	6,46	6,49	13,12
Sur	14,31	11,56	13,37	14,58	15,21	12,91	12,87	14,09	15,17	13,09	15,70	16,55	14,13
Cerrito - Sardinata	1,47	1,53	1,47	1,41	1,29	1,38	1,39	1,87	1,99	2,08	1,82	1,37	1,59
Total	1.075,70	1.089,96	1.059,22	1.088,69	1.039,00	973,74	938,13	989,10	1.055,92	987,78	1.004,55	1.011,09	1.025,50

DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES
(MPCD)
2005 - 2010

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TOTAL PAÍS	637	696	731	723	810	860
+ Sectores No Eléctricos	448	510	574	588	544	565
Refinería	82	91	96	91	88	99
Petroquímico	11	12	13	12	11	12
Industrial	216	231	257	264	226	239
Doméstico	106	126	134	142	141	142
GNC	33	50	74	78	76	72
+ Sector Eléctrico	189	186	157	135	266	295
COSTA ATLÁNTICA	323	328	304	295	359	390
+ Sectores No Eléctricos	167	170	177	174	157	160
Refinería	12	14	14	13	12	12
Petroquímico	8	10	10	10	10	11
Industrial	106	103	106	102	86	89
Doméstico	27	28	29	31	31	32
GNC	13	14	18	18	18	16
+ Sector Eléctrico	156	159	127	120	203	230
INTERIOR PAÍS	314	367	427	428	451	470
+ Sectores No Eléctricos	281	340	397	414	378	405
Refinería	70	77	82	79	76	87
Petroquímico	2	2	3	2	1	1
Industrial	110	128	151	162	141	151
Doméstico	79	98	105	111	111	111
GNC	20	36	56	60	59	56
+ Sector Eléctrico	33	27	30	14	64	65

DEMANDA DE GAS NATURAL COSTA ATLANTICA
(MPCD)
2009 - 2010

Sector	Ene 09	Feb 09	Mar 09	Abr 09	May 09	Jun 09	Jul 09	Ago 09	Sep 09	Oct 09	Nov 09	Dic 09	Promedio
Doméstico	30,33	31,40	31,56	30,99	30,15	29,97	30,86	30,22	30,19	30,53	30,28	30,54	30,58
Termoeléctrico	82,13	139,98	117,50	139,08	135,62	155,06	165,76	187,14	225,71	381,50	327,40	374,33	203,01
Industrial	85,30	95,51	80,24	86,52	89,90	90,68	87,28	84,94	87,59	77,17	83,29	82,22	85,80
Refinería	13,57	13,65	12,75	11,94	10,75	11,82	11,47	11,00	11,31	11,99	11,79	13,02	12,08
Vehicular	17,66	18,26	17,53	17,54	17,50	17,27	17,53	17,38	17,47	17,33	17,06	18,79	17,61
Petroquímica	5,85	10,17	7,90	11,96	11,27	11,13	10,77	9,90	11,81	10,48	10,79	12,30	10,35
Total Costa	234,85	308,98	267,48	298,03	295,19	315,92	323,66	340,59	384,07	529,00	480,60	531,20	359,43

Sector	Ene 10	Feb 10	Mar 10	Abr 10	May 10	Jun 10	Jul 10	Ago 10	Sep 10	Oct 10	Nov 10	Dic 10	Promedio
Doméstico	30,41	30,96	30,97	31,03	30,91	31,51	31,92	31,78	32,72	33,10	33,38	32,04	31,73
Termoeléctrico	385,24	370,28	339,63	324,65	231,87	158,30	128,07	128,13	152,87	175,93	181,73	186,71	229,42
Industrial	76,59	81,83	89,28	88,91	88,86	84,10	86,48	92,60	102,03	93,63	91,44	88,75	88,73
Refinería	13,22	13,18	12,32	11,89	11,90	11,71	12,39	12,39	12,41	7,35	8,06	14,96	11,81
Vehicular	16,63	17,18	17,13	16,53	16,62	16,03	15,89	16,06	16,32	16,17	15,64	16,71	16,40
Petroquímica	11,16	11,45	11,03	12,04	11,43	11,43	11,03	11,61	11,70	11,74	11,60	11,32	11,46
Total Costa	533,23	524,87	500,36	485,05	391,60	313,09	285,79	292,55	328,05	337,92	341,85	350,49	389,55

DEMANDA DE GAS NATURAL INTERIOR (MPCD)
2009 - 2010

Sector	Ene 09	Feb 09	Mar 09	Abr 09	May 09	Jun 09	Jul 09	Ago 09	Sep 09	Oct 09	Nov 09	Dic 09	Promedio
Doméstico	111,67	115,75	105,32	113,01	110,13	110,86	109,82	112,79	110,51	106,79	112,12	111,63	110,82
Termoeléctrico	49,97	22,56	22,54	21,72	32,47	41,16	49,30	66,45	105,20	119,55	117,74	117,27	64,08
Industrial	137,88	151,67	137,10	137,16	146,60	145,52	146,76	146,52	141,24	130,67	136,82	129,22	140,51
Refinería	58,99	71,98	78,67	94,30	91,54	87,30	85,38	83,50	68,65	67,19	64,30	62,70	76,22
Vehicular	56,96	62,51	58,78	56,70	59,09	59,25	60,92	59,46	57,84	58,82	57,87	56,89	58,74
Petroquímica	0,75	1,21	0,67	0,87	1,07	1,03	0,80	0,69	0,69	0,75	1,00	0,56	0,84
Total Interior	416,23	425,68	403,09	423,76	440,90	445,11	452,97	469,41	484,12	483,78	489,85	478,28	451,20

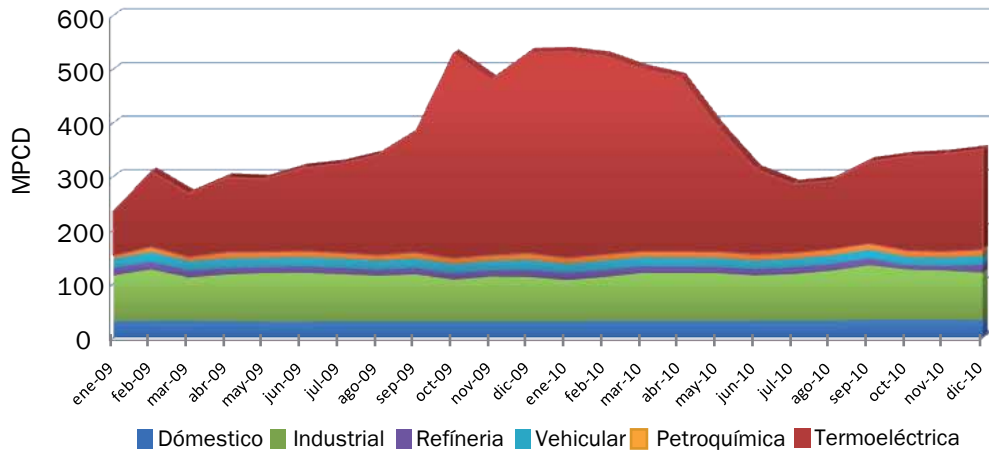
Sector	Ene 10	Feb 10	Mar 10	Abr 10	May 10	Jun 10	Jul 10	Ago 10	Sep 10	Oct 10	Nov 10	Dic 10	Promedio
Doméstico	106,46	113,90	112,38	109,57	108,79	109,07	106,77	108,40	112,73	114,27	113,19	111,04	110,51
Termoeléctrico	122,85	118,58	108,09	108,40	100,12	23,38	26,38	29,22	40,49	44,52	34,40	24,42	64,78
Industrial	118,57	128,28	132,95	138,05	149,53	155,39	164,18	164,49	171,43	169,13	154,58	162,38	150,89
Refinería	65,90	65,82	67,27	74,52	70,34	94,81	96,10	101,16	99,71	102,22	101,14	109,00	87,45
Vehicular	55,75	57,88	56,58	54,08	58,25	53,55	54,44	54,43	56,13	58,61	53,24	53,91	55,57
Petroquímica	0,30	0,40	0,93	0,46	0,83	0,65	0,65	0,46	0,51	0,67	0,48	0,44	0,57
Total Costa	469,83	484,87	478,20	485,09	487,87	436,84	448,52	458,16	480,99	489,42	457,02	461,19	469,76

DEMANDA DE GAS NATURAL TOTAL (MPCD)
2009 - 2010

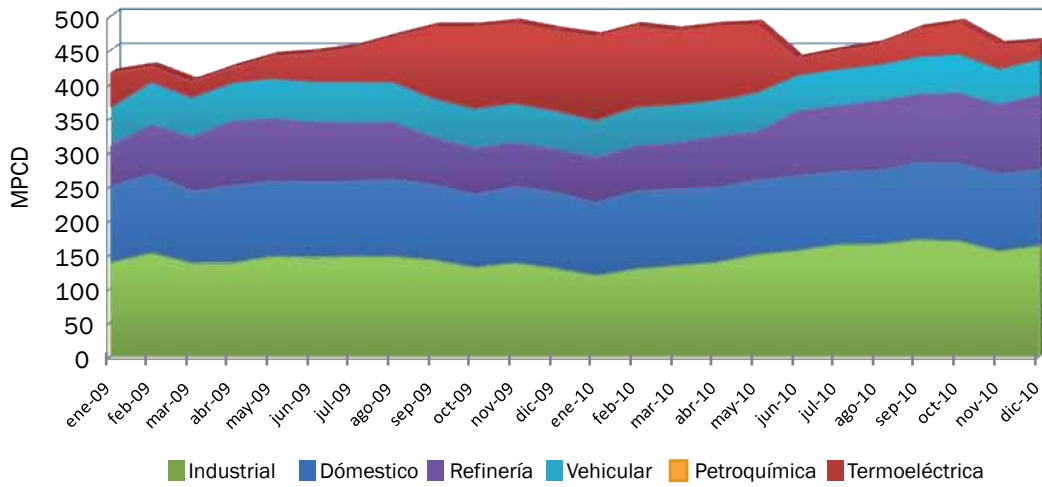
Sector	Ene 09	Feb 09	Mar 09	Abr 09	May 09	Jun 09	Jul 09	Ago 09	Sep 09	Oct 09	Nov 09	Dic 09	Promedio
Doméstico	142,00	147,15	136,88	144,00	140,27	140,83	140,67	143,02	140,69	137,32	142,40	142,18	141,40
Termoeléctrico	132,10	162,54	140,04	160,80	168,09	196,22	215,06	253,59	330,91	501,06	445,14	491,60	267,10
Industrial	223,19	247,17	217,35	223,68	236,50	236,20	234,04	231,46	228,83	207,85	220,11	211,44	226,31
Refinería	72,56	85,63	91,42	106,24	102,30	99,12	96,85	94,50	79,95	79,18	76,08	75,72	88,30
Vehicular	74,63	80,77	76,31	74,25	76,59	76,52	78,45	76,85	75,31	76,15	74,93	75,69	76,35
Petroquímica	6,60	11,39	8,57	12,83	12,34	12,16	11,56	10,58	12,50	11,23	11,79	12,86	11,19
Total nacional	651,08	734,66	670,57	721,79	736,09	761,03	776,63	809,99	868,19	1.012,78	970,45	1.009,48	810,63
Exportaciones	200,12	198,46	217,95	234,13	247,08	228,00	239,16	234,56	152,03	73,19	77,86	53,58	179,59
Total con exportaciones	851,19	933,11	888,52	955,92	983,18	989,03	1.015,80	1.044,56	1.020,22	1.085,98	1.048,31	1.063,07	990,23

Sector	Ene 10	Feb 10	Mar 10	Abr 10	May 10	Jun 10	Jul 10	Ago 10	Sep 10	Oct 10	Nov 10	Dic 10	Promedio
Doméstico	136,87	144,86	143,35	140,61	139,70	140,58	138,69	140,18	145,44	147,36	146,56	143,08	142,24
Termoeléctrico	508,09	488,86	447,72	433,05	332,00	181,67	154,44	157,35	193,37	220,45	216,13	211,13	294,19
Industrial	195,15	210,11	222,22	226,97	238,39	239,49	250,67	257,09	273,46	262,77	246,02	251,13	239,62
Refinería	79,12	78,99	79,59	86,41	82,24	106,52	108,50	113,55	112,12	109,57	109,20	123,96	99,26
Vehicular	72,37	75,06	73,71	70,61	74,88	69,58	70,33	70,49	72,45	74,78	68,88	70,62	71,97
Petroquímica	11,45	11,85	11,96	12,50	12,27	12,08	11,68	12,06	12,21	12,41	12,08	11,77	12,03
Total nacional	1.003,06	1.009,74	978,56	970,14	879,47	749,93	734,31	750,71	809,05	827,34	798,88	811,67	859,32
Exportaciones	60,66	69,85	72,77	109,42	146,79	211,32	192,54	225,05	233,83	148,33	195,65	195,97	155,53
Total con exportaciones	1.063,72	1.079,58	1.051,33	1.079,56	1.026,26	961,24	926,84	975,77	1.042,87	975,66	994,53	1.007,65	1.014,85

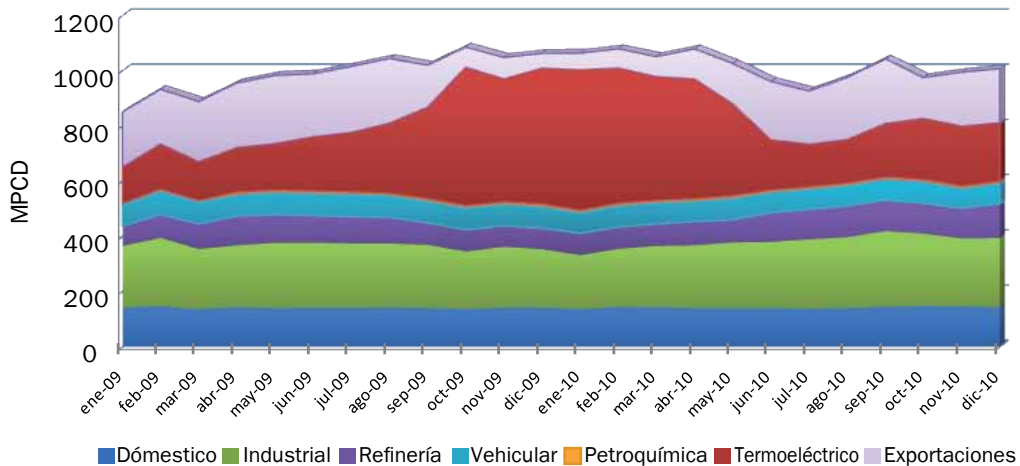
CONSUMOS GAS NATURAL COSTA ATLÁNTICA 2009 - 2010



CONSUMOS GAS NATURAL INTERIOR 2009 - 2010



CONSUMOS GAS NATURAL TOTAL PAÍS 2009 - 2010



COBERTURA DEL SERVICIO DE GAS NATURAL - IV TRIMESTRE DE 2010

No. No.	Poblaciones con servicio	División Político-Administrativa	Depto.	Catastro	Total usuarios residenciales anillados	Usuarios residenciales conectados por estrato						Total Usuarios residenciales conectados	Total Usuarios comerciales	Total Usuarios Industriales	Total Usuarios gas Natural	Cobertura Residencial %	
						1	2	3	4	5	6						Potencial
ALCANOS DE COLOMBIA (ZONA CENTRO TOLIMA)																	
1	Ibagué	Municipio	Tolima	118.192	116.359	15.256	52.760	28.252	7.092	1.008	193	104.561	856	25	105.442	98,40%	88,50%
2	Puerto Boyacá	Municipio	Boyacá	7.925	7.833	1.346	3.940	1.358				6.644	52		6.696	98,80%	83,80%
3	Espinal	Municipio	Tolima	15.144	14.155	2.076	5.713	2.412	357	1	1	10.560	80	7	10.647	93,50%	69,70%
4	La dorada	Municipio	Caldas	17.267	15.972	2.485	7.843	1.827	80	1		12.236	83	1	12.320	92,50%	70,90%
5	Chicoral	Corregimiento	Tolima	1.607	1.481	221	861	151				1.233	8		1.241	92,20%	76,70%
6	Ambalema	Municipio	Tolima	1.764	1.740	699	558	62				1.319	5		1.324	98,60%	74,80%
7	Venadillo	Municipio	Tolima	2.564	2.463	976	1.126	3				2.105	14		2.119	96,10%	82,10%
8	Piedras	Municipio	Tolima	588	571	162	337					499	2		501	97,10%	84,90%
9	Alvarado	Municipio	Tolima	947	945	192	520	3				715	2		717	99,80%	75,50%
10	Armero-Guayabal	Municipio	Tolima	3.086	2.852	1.078	1.138	5				2.221	14		2.235	92,40%	72,00%
11	Doima	Corregimiento	Tolima	278	273	67	119					186	1		187	98,20%	66,90%
12	Puerto Salgar	Municipio	Cundinamarca	3.150	2.761	1.154	612	133				1.899	17		1.916	87,70%	60,30%
13	Hervey	Municipio	Tolima	1.247	972	95	521	2				618	5		623	77,90%	49,60%
14	Lérida	Municipio	Tolima	4.222	4.063	688	2.850	66				3.604	13		3.617	96,20%	85,40%
15	La Sierra	Corregimiento	Tolima	417	405	286	73					359	1		360	97,10%	86,10%
16	Manzanares	Municipio	Caldas	2.499	2.298	393	1.224	248	12			1.877	22		1.899	92,00%	75,10%
17	Mariquita	Municipio	Tolima	7.827	7.172	2.512	3.151	343	35			6.041	59	2	6.102	91,60%	77,20%
18	Fresno	Municipio	Tolima	3.687	3.608	770	1.869	676	1			3.316	31		3.347	97,90%	89,90%
19	Flandes	Municipio	Tolima	14.273	9.461	148	2.670	2.043	1			4.862	29	1	4.892	66,30%	34,10%
20	Victoria	Municipio	Caldas	1.325	1.271	489	456	181	1			1.127	5		1.132	95,90%	85,10%
21	Libano	Municipio	Tolima	6.935	6.463	598	3.365	1.504	150			5.617	36		5.653	93,20%	81,00%
22	San Luis	Municipio	Tolima	2.158	2.036	789	955	8				1.752	6		1.758	94,30%	81,20%
23	Honda	Municipio	Tolima	8.129	6.704	1.324	3.150	469	66			5.009	44		5.053	82,50%	61,60%
24	Ricaurte	Municipio	Cundinamarca	3.563	1.372	77	80	356	42	1		556	24		580	38,50%	15,60%
25	Girardot	Municipio	Cundinamarca	25.570	21.601	1.286	5.798	5.106	496	59		12.745	139		12.884	84,50%	49,80%
26	Tierradentro	Corregimiento	Tolima	58	58	17	21					38			38	100,00%	65,50%
	Subtotal			254.422	234.889	35.184	101.710	45.208	8.333	1.070	194	191.699	1.547	37	193.283	92,30%	75,30%

ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. (ZONA HUILA SUR TOLIMA)

27	Aipe	Municipio	Huila	2.720	2.636	642	1.621	151	5			2.419	7		2.426	96,90%	88,90%
28	Agua de Dios	Municipio	Cundinamarca	3.284													
29	Algeciras	Municipio	Huila	3.289	3.255	1014	1.276	80				2.370	17		2.387	99,00%	72,10%
30	Apulo	Municipio	Cundinamarca	1.129													
31	Arbeláez	Municipio	Cundinamarca	1.768	1.311	11	511	260	77	1		860	15		875	74,20%	48,60%
32	Baraya	Municipio	Huila	1.226	1.180	626	266	41				933	5		938	96,20%	76,10%
33	Betania	Corregimiento	Huila	170	169	89	67	2				158			158	99,40%	92,90%
34	Caguán	Corregimiento	Huila	1.193	1.133	665	326					991	6		997	95,00%	83,10%
35	Campoalegre	Municipio	Huila	7.318	7.047	2.665	2.680	507				5.852	34	1	5.887	96,30%	80,00%
36	Carmen de Apicalá	Municipio	Tolima	2.969	2.836	120	1.233	288	48	23		1.712	19		1.731	95,50%	57,70%
37	Chaparral	Municipio	Tolima	8.470	7.618	1.852	2.194	636	2			4.684	37		4.721	89,90%	55,30%
38	Fortalecidas	Corregimiento	Huila	742	730	350	361	4				715	8	3	726	98,40%	96,40%
39	Fusagasugá	Municipio	Cundinamarca	28.325	27.497	2768	8.375	3.889	4.216	102	1	19.351	151		19.502	97,10%	68,30%
40	Garzón	Municipio	Huila	9.119	8.775	1.982	3.622	1.579	135	1	1	7.320	51		7.371	96,20%	80,30%

Continuación

41	15	Gigante	Municipio	Huila	4.069	3.885	706	1.720	117				2.543	16	2.559	95,50%	62,50%
42	16	Guaciro	Vereda	Huila	164	161	115	38	1				154		154	98,20%	93,90%
43	17	Gualanday	Corregimiento	Tolima	415	377	86	148	34				268	2	270	90,80%	64,60%
44	18	Guamo	Municipio	Tolima	4.727	4.457	968	2.357	190				3.515	17	3.532	94,30%	74,40%
45	19	Guarne	Municipio	Antioquia	4.840	4.071	37	618	751	15			1.421	8	1.429	84,10%	29,40%
46	20	Hobo	Municipio	Huila	1.945	1.726	587	617	3				1.207	6	1.214	88,70%	62,10%
47	21	Icononzo	Municipio	Cundinamarca	1.386	1.267	301	616	3				920	13	933	91,40%	66,40%
48	22	Juncal	Corregimiento	Huila	725	693	96	499	4				599	3	602	95,60%	82,60%
49	23	La Plata	Municipio	Huila	6.058	5.988	1.009	2.904	1.038	4			4.955	63	5.018	98,80%	81,80%
50	24	Marinilla	Municipio	Antioquia	9.348	9.302	29	1.142	1.911	63			3.145	39	3.184	99,50%	33,60%
51	25	Melgar	Municipio	Tolima	9.873	7.812	1.080	2.547	1.684	149	15	1	5.476	140	5.616	79,10%	55,50%
52	26	Natagaima	Municipio	Huila	2.971	2.659	623	1.076	207				1.906	4	1.910	89,50%	64,20%
53	27	Neiva	Municipio	Huila	1.04.183	103.329	17.597	45.673	9.898	4.955	1.140	120	79.383	803	80.200	99,20%	76,20%
54	28	Ortega	Municipio	Tolima	2.386	2.078	199	779	207				1.185	8	1.193	87,10%	49,70%
55	29	Pacarni	Corregimiento	Huila	603	565	343	139					482	2	484	93,70%	79,90%
56	30	Patol	Municipio	Huila	805	782	144	421	102				667	2	669	97,10%	82,90%
57	31	Palermo	Municipio	Huila	3.718	3.277	1.030	1.281	461	5			2.777	54	2.831	88,10%	74,70%
58	32	Popayán	Municipio	Cauca	57.458	43.199	1.881	6.655	5.890	1.485	705	92	16.708	103	16.811	75,20%	29,10%
59	33	Purificaci3n	Municipio	Tolima	4.252	4.001	1.210	1.811	103				3.124	13	3.137	94,10%	73,50%
60	34	Rionegro	Municipio	Antioquia	22.317	19.846	270	2.167	3.904	880	182	1	7.404	150	7.554	88,90%	33,20%
61	35	Rivera	Municipio	Huila	5.044	4.548	1.096	2.504	384	45	21	1	4.051	47	4.099	90,20%	80,30%
62	36	Saldaña	Municipio	Tolima	2.879	2.588	563	1.289	129	5			1.986	17	2.003	89,90%	69,00%
63	37	San Francisco	Vereda	Huila	124	123	94	28					122	1	123	99,20%	98,40%
64	38	Santuario	Municipio	Antioquia	7.416	6.876	663	2.300	400	1			3.364	30	3.394	92,70%	45,40%
65	39	Silvania	Municipio	Cundinamarca	2.330	1.664	55	410	498	52	1		1.016	10	1.026	71,40%	43,60%
66	40	Tarqui	Municipio	Tolima	1.631	1.403	791	313	9				1.113	4	1.117	86,00%	68,20%
67	41	Tello	Municipio	Huila	1.750	1.726	779	354	78				1.211	4	1.215	98,60%	69,20%
68	42	Teruel	Municipio	Huila	1.130	1.081	337	537	112				986	6	992	95,70%	87,30%
69	43	Tesalia	Municipio	Huila	1.684	1.629	969	435	35				1.439	4	1.443	96,70%	85,50%
70	44	Tocaima	Municipio	Cundinamarca	2.788												
71	45	Valle de San Juan	Municipio	Tolima	839	808	296	306					602	6	608	96,30%	71,80%
72	46	Villavieja	Municipio	Huila	2.014	1.951	257	406	1				664	2	666	96,90%	33,00%
73	47	Yaguará	Municipio	Huila	2.162	2.064	468	1.162	163	1			1.794	24	1.818	95,50%	83,00%
74	48	Florencia	Municipio	Caquetá	41.664	30.514	11.869	6.289	704	108			18.970	18	18.988	73,20%	45,50%
		Subtotal			387.420	340.637	59.332	112.073	36.458	12.251	2.191	217	222.522	1.969	224.511	87,90%	57,40%

GASORIENTE S.A. E.S.P.

75	1	Bucaramanga	Municipio	Santander	122.599	124.913	12.570	20.729	31.811	40.583	4.413	8.041	118.147	5.038	123.202	101,90%	96,40%
76	2	Floridablanca	Municipio	Santander	4.227	3.954		2.821	795	248			3.864	84	3.950	93,50%	91,40%
77	3	Gir3n	Municipio	Santander	24.262	24.614	5.503	8.085	8.750	723	11	2	23.074	652	23.744	101,50%	95,10%
78	4	Piedecuesta	Municipio	Santander	21.477	22.945	200	6.786	14.268	1.262	50	1	22.567	596	23.166	106,80%	105,10%
79	5	Sabana de Torres	Municipio	Santander	3.394	3.662	600	1.629	1.167				3.396	96	3.492	107,90%	100,10%
80	6	Puerto Wilches	Municipio	Santander	3.463	3.465	2.152	894	339				3.385	91	3.476	100,10%	97,70%
81	7	Lebríja	Municipio	Santander	2.819	2.899	31	863	1.870	32	3		2.799	114	2.913	102,80%	99,30%
82	8	Cantagallo	Municipio	Bolivar	739	733	205	504					709	24	733	99,20%	95,90%
83	9	San Pablo	Municipio	Bolivar	3.198	3.203	2.377	738					3.115	95	3.210	100,20%	97,40%
84	10	Barrancabermeja	Municipio	Santander	45.617	45.880	10.251	15.838	8.268	5.461	664		40.482	889	41.371	100,60%	89,70%
85	11	Yond3	Municipio	Antioquia	1.580	1.593	964	427	26				1.417	44	1.461	100,80%	88,70%
86	12	Puente Sogamoso	Corregimiento	Santander	1.135	1.132	801	259	7				1.067	12	1.079	99,70%	94,00%
87	13	El Pedral	Corregimiento	Santander	492	489	262	109	4				375	5	380	99,40%	76,20%
		Subtotal			235.002	239.482	35.916	59.682	67.305	48.309	5.138	8.047	224.397	7.740	232.177	101,90%	95,50%

GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.

88	1	Riohacha	Municipio	Guajira	25.958	25.158	9.288	9.012	3.965	1.223	273	1	23.762	364	10	24.136	96,90%	91,50%
89	2	Maicao	Municipio	Guajira	19.031	18.481	2.876	9.260	3.050	348			15.534	191	10	15.735	97,10%	81,60%
90	3	Palomino	Corregimiento	Guajira	698	698	68	252					320	11		331	100,00%	45,80%
91	4	Mingueo	Corregimiento	Guajira	1.248	1.234	4	898					902	8		910	98,90%	72,30%
92	5	Camaronas	Corregimiento	Guajira	678	678	53	347					400	2	1	403	100,00%	59,00%
93	6	Dibulla	Municipio	Guajira	895	796	26	621					647	13		660	88,90%	72,30%
94	7	Uribia	Municipio	Guajira	1.643	1.638	318	736	31				1.085	25	5	1.115	99,70%	66,00%
95	8	Manaure	Municipio	Guajira	1.631	1.230	157	623	171				951	29	1	981	75,40%	58,30%
96	9	Hato Nuevo	Municipio	Guajira	2.140	2.118	387	814	456	294			1.951	39		1.990	99,00%	91,10%
97	10	Papayal	Corregimiento	Guajira	613	613	43	411	37				491	5		496	100,00%	80,10%
98	11	Barrancas	Municipio	Guajira	3.316	3.201	364	1.867	670				2.901	39		2.940	96,50%	87,50%
99	12	Fonseca	Municipio	Guajira	5.618	5.618	1.698	1.679	1.762	50			5.189	52	3	5.244	100,00%	92,40%
100	13	San Juan	Municipio	Guajira	5.518	5.411	1.093	1.738	1.533	48			4.412	38		4.450	98,10%	80,00%
101	14	El Molino	Municipio	Guajira	1.204	1.204	166	611	135				912	5		917	100,00%	75,70%
102	15	Villanueva	Municipio	Guajira	4.840	4.809	798	2.476	732	17			4.023	37		4.060	99,40%	83,10%
103	16	Urumita	Municipio	Guajira	1.688	1.675	671	911	9				1.591	9		1.600	99,20%	94,30%
104	17	Distracción	Municipio	Guajira	898	898	174	495	161	2			832	8		840	100,00%	92,70%
105	18	Buena Vista	Corregimiento	Guajira	325	325	43	238	6				287	3		290	100,00%	88,30%
106	19	Albania	Municipio	Guajira	1.258	1.258	337	620					957	10	3	970	100,00%	76,10%
107	20	Cuestecitas	Corregimiento	Guajira	379	379	218	48					266	1		267	100,00%	70,20%
108	21	La Punta	Corregimiento	Guajira	485	485	156	201					357	2		359	100,00%	73,60%
109	22	Las Flores	Corregimiento	Guajira	122	122	69	30					99	2	1	102	100,00%	81,10%
110	23	Río Ancho	Corregimiento	Guajira	308	308	133	24					157			157	100,00%	51,00%
111	24	Corredor Carbón	Corregimiento	Guajira	5	5									5	5	100,00%	
112	25	La Laguna del Pilar	Municipio	Guajira	344	344	87	206					293	5		298	100,00%	85,20%
113	26	El Pájaro	Corregimiento	Guajira	127	117	25	78					103			103	92,10%	81,10%
114	27	Los Ponderos	Corregimiento	Guajira	329	329	198	78					276			276	100,00%	83,90%
115	28	El Ebanal	Vereda	Guajira	35	28	24	1					25	1	2	28	80,00%	71,40%
116	29	Tigrras	Corregimiento	Guajira	162	128	92	34					126	1		127	79,00%	77,80%
117	30	Comejenes	Vereda	Guajira	92	57	55	1					56		1	57	62,00%	60,90%
118	31	Choles	Corregimiento	Guajira	120	109	82	6					88			88	90,80%	73,30%
119	32	Anaime	Vereda	Guajira	39	39	20						20			20	100,00%	51,30%
120	33	Matitas	Corregimiento	Guajira	283	219	100	71					171	2		173	77,40%	60,40%
121	34	Puente Bomba	Vereda	Guajira	84	16									2	2	19,00%	
122	35	Pelechua	Vereda	Guajira	158	142	10	1					11		1	12	89,90%	7,00%
123	36	Paraguachón	Corregimiento	Guajira	296	296	82	26					108			108	100,00%	36,50%
124	37	El Hatico	Corregimiento	Guajira	211	211	59	89					148	1		149	100,00%	70,10%
125	38	Guayacanal	Corregimiento	Guajira	165	165											100,00%	
126	39	Cerrejón		Guajira	20	20									20	20	100,00%	
		Subtotal			82.964	80.562	19.974	34.503	12.718	1.982	273	1	69.451	903	65	70.398	97,10%	83,70%

GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.

127	1	Barranquilla	Municipio	Atlántico	271.711	269.340	70.590	52.541	58.736	30.108	14.204	10.831	237.010	6.167	365	243.542	99,10%	87,20%
128	2	Soledad	Municipio	Atlántico	109.500	107.244	41.213	47.312	9.191	13			97.729	889	28	98.646	97,90%	89,30%
129	3	Malambo	Municipio	Atlántico	20.176	19.295	9.334	7.395	297	20			17.046	171	24	17.241	95,60%	84,50%
130	4	Caracolí	Corregimiento	Atlántico	807	788	451	185					636	7	1	644	97,60%	78,80%
131	5	Sabanalarga	Municipio	Atlántico	10.963	10.619	3.114	3.240	2.397	300	13		9.064	136	2	9.202	96,90%	82,70%
132	6	Isabel López	Corregimiento	Atlántico	556	546	389	65					454	1		455	98,20%	81,70%
133	7	Molinos	Corregimiento	Atlántico	449	439	316	38	1				355	1		356	97,80%	79,10%

Continuación

230	5	Buenaventura	Municipio	Valle del Cauca	80.803	59.736	9.846	4.964	3.629	431		18.870	2	1	18.873	73,90%	23,40%
231	6	Andalucía	Municipio	Valle del Cauca	4.202	3.820	275	2.721	45			3.041	21	1	3.063	90,90%	72,40%
232	7	La Paz	Caserío	Valle del Cauca		114	26	35				61			61		
233	8	Ansermanuevo	Municipio	Valle del Cauca	3.404	3.088	651	1.291	235			2.177	13		2.190	90,70%	64,00%
234	9	Buga	Municipio	Valle del Cauca	32.290	28.778	4.590	9.975	4.019	916	586	20.094	321	9	20.424	89,10%	62,20%
235	10	Quebrada Seca	Corregimiento	Valle del Cauca	455	330	69	2				71			71		
236	11	Bugalagrande	Municipio	Valle del Cauca	3.399	3.270	585	1.403	491			2.479	29		2.508	96,20%	72,90%
237	12	Overo María	Corregimiento	Valle del Cauca	535												
238	13	Caicedonia	Municipio	Valle del Cauca	7.259	7.244	109	2.927	1.813	132	9	4.990	58		5.048	99,80%	68,70%
239	14	Candelaria	Municipio	Valle del Cauca	4.906	4.804	516	1.911	1.151			3.578	42		3.620	97,90%	72,90%
240	15	Buchitolo	Corregimiento	Valle del Cauca	374	325	4	210				214			214	86,90%	57,20%
241	16	El Arenal	Corregimiento	Valle del Cauca	302	282	6	104				110			110	93,40%	36,40%
242	17	El Cabuyal	Corregimiento	Valle del Cauca	1.133	1.070	246	332	1			579			579	94,40%	51,10%
243	18	El Carmelo	Corregimiento	Valle del Cauca	2.118	1.925	388	626				1.014	8		1.022	90,90%	47,90%
244	19	El Tiple	Corregimiento	Valle del Cauca	384	347	38	161				199			199	90,40%	51,80%
245	20	Juanchito (Candelaria)	Corregimiento	Valle del Cauca	529	117	8	2				10		1	11	22,10%	1,90%
246	21	Villagorgona	Corregimiento	Valle del Cauca	6.020	5.059	1.725	2.223	1			3.949	23	1	3.973	84,00%	65,60%
247	22	San Joaquín	Corregimiento	Valle del Cauca	792	682	44	372				416			416	86,10%	52,50%
248	23	Poblado Campestre	Corregimiento	Valle del Cauca	2.696	2.656	27	324	1.018			1.369	2		1.371	98,50%	50,80%
249	24	Cartago	Municipio	Valle del Cauca	36.818	34.158	3.926	7.734	11.447	1.720	387	25.368	199	1	25.568	92,80%	68,90%
250	25	Zaragoza	Corregimiento	Valle del Cauca	1.147	1.050	124	635	94			853			853	91,50%	74,40%
251	26	Cerrito	Municipio	Valle del Cauca	9.329	8.788	2.058	3.871	482	6		6.417	78	1	6.496	94,20%	68,80%
252	27	El Placer	Corregimiento	Valle del Cauca	3.594	3.409	264	664	9			937			937	94,90%	26,10%
253	28	Santa Elena	Corregimiento	Valle del Cauca	1.236												
254	29	Florida	Municipio	Valle del Cauca	11.894	11.013	2.893	4.429	756			8.078	50		8.128	92,60%	67,90%
255	30	Chococito	Corregimiento	Valle del Cauca	300												
256	31	Remolino	Corregimiento	Valle del Cauca	129												
257	32	San Antonio de los Caballeros	Corregimiento	Valle del Cauca	1.835	1.767	1.183	3				1.186			1.186	96,30%	64,60%
258	33	Tarragona Alta	Corregimiento	Valle del Cauca	97												
259	34	Pedregal	Corregimiento	Valle del Cauca	412	237	129					129			129	57,50%	31,30%
260	35	Tarragona Baja	Corregimiento	Valle del Cauca	299												
261	36	Ginebra	Municipio	Valle del Cauca	2.785	2.658	456	1.072	358	3		1.889	26		1.915	95,40%	67,80%
262	37	Costa Rica	Corregimiento	Valle del Cauca	1.119	1.067	251	545	2			798	7		805	95,40%	71,30%
263	38	Guacarí	Municipio	Valle del Cauca	5.154	4.857	983	2.639	71			3.693	39	2	3.734	94,20%	71,70%
264	39	Guabas	Corregimiento	Valle del Cauca	700	598	87	306				393			393	85,40%	56,10%
265	40	Guabitas	Corregimiento	Valle del Cauca	914	751	170	328				498			498	82,20%	54,50%
266	41	Jamundí	Municipio	Valle del Cauca	23.829	21.203	561	9.811	4.667	1.542		16.581	199	2	16.782	89,00%	69,60%
267	42	El Guaval	Corregimiento	Valle del Cauca	172	69								1	1	40,10%	
268	43	La Unión	Municipio	Valle del Cauca	7.834	7.438	3.905	1.579	296			5.780	52		5.832	94,90%	73,80%
269	44	San Luis	Corregimiento	Valle del Cauca	393	205	42	74	1			117	1		118	52,20%	29,80%
270	45	La Campesina	Corregimiento	Valle del Cauca	213	190	92	4				96			96	89,20%	45,10%
271	46	Pájaro de Oro	Corregimiento	Valle del Cauca	76	69	32	12				44			44	90,80%	57,90%
272	47	La Victoria	Municipio	Valle del Cauca	3.006	2.872	938	1.352	53			2.343	18		2.361	95,50%	77,90%
273	48	San Pedro (La Victoria)	Corregimiento	Valle del Cauca	167	167	93	10				103			103	100,00%	61,70%
274	49	Obando	Municipio	Valle del Cauca	2.846	2.656	891	950	7			1.848	11		1.859	93,30%	64,90%
275	50	Palmira	Municipio	Valle del Cauca	71.451	66.749	2.274	28.296	15.101	3.537	524	49.735	511	12	50.258	93,40%	69,60%
276	51	Amajame	Corregimiento	Valle del Cauca	1.221	990	18	439				457			457	81,10%	37,40%
277	52	Juanchito (Palmira)	Corregimiento	Valle del Cauca	1.769												
278	53	La Dolores	Municipio	Valle del Cauca	403	296	9	77				86	1	1	88	73,40%	21,30%
279	54	Pradera	Municipio	Valle del Cauca	11.327	10.477	3.149	3.861	1.008	1		8.019	66		8.085	92,50%	70,80%

Continuación

GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. E.S.P.

321	1	Albania	Municipio	Santander	108	99	3	84	3	3	3	93	9	102	91,70%	86,10%	
322	2	Belén	Municipio	Boyacá	1.398	1.025	9	879	21			909	64	973	73,30%	65,00%	
323	3	Názaresh - Belencito	Inspección	Boyacá	695	633	177	426	10			613	21	634	91,10%	88,20%	
324	4	Bojacá	Municipio	Cundinamarca	1.068	903	58	618	188			864	32	896	84,60%	80,90%	
325	5	Briçeño	Municipio	Boyacá	152	152	26	98				124	2	126	100,00%	81,60%	
326	6	Cajicá	Municipio	Cundinamarca	7.406	7.406	624	3.156	2.539	572	144	136	246	7.430	100,00%	96,80%	
327	7	Caldas	Municipio	Boyacá	59	59		54				54	5	59	100,00%	91,50%	
328	8	Capellania	Inspección	Cundinamarca	145	145		26	71			97	3	100	100,00%	66,90%	
329	9	Cerinzza	Municipio	Boyacá	432	387	134	183	12			329	13	342	89,60%	76,20%	
330	10	Cogua	Municipio	Cundinamarca	1.352	1.352	329	660	336			1.325	54	1.380	100,00%	98,00%	
331	11	Cómbita	Municipio	Boyacá	211	211	7	97	59			163	5	168	100,00%	77,30%	
332	12	Cota	Municipio	Cundinamarca	1.972	1.972	13	332	858	96	41	120	67	1.528	100,00%	74,00%	
333	13	Cucaita	Municipio	Boyacá	202	202		166	1			167	5	172	100,00%	82,70%	
334	14	Cucunubá	Municipio	Cundinamarca	551	551	8	173	95			276	7	283	100,00%	50,10%	
335	15	Chía	Municipio	Cundinamarca	19.581	19.581	586	6.563	6.462	2.876	672	605	583	4	18.351	100,00%	90,70%
336	16	Chiquinquirá	Municipio	Boyacá	9.100	8.554	536	3.208	4.176	5		7.925	251	8.176	94,00%	87,10%	
337	17	Duitama	Municipio	Boyacá	23.631	19.214	1.649	8.273	6.854	1.630	173	18.579	565	2	19.146	81,30%	78,60%
338	18	Facatativá	Municipio	Cundinamarca	18.746	17.974	2.553	7.541	4.067	1.880		16.041	340	5	16.386	95,90%	85,60%
339	19	Floresta	Municipio	Boyacá	267	232	1	205	19			225	8	233	86,90%	84,30%	
340	20	Florián	Municipio	Santander	381	363	7	272	12			291	7	298	95,30%	76,40%	
341	21	Funza	Municipio	Cundinamarca	13.857	13.857	913	3.196	7.428	235		11.772	290	7	12.069	100,00%	85,00%
342	22	Fúquene	Municipio	Cundinamarca	96	96	1	59				60	4	64	100,00%	62,50%	
343	23	Gachancipá	Municipio	Cundinamarca	775	651	96	304	237	2		639	21	660	84,00%	82,50%	
344	24	Guatancuy	Caserío	Cundinamarca	49	49	1	48				49		49	100,00%	100,00%	
345	25	La Belleza	Municipio	Santander	565	565	83	354	12			449	15	464	100,00%	79,50%	
346	26	Madrid	Municipio	Cundinamarca	10.296	10.296	372	6.123	3.602	72		10.169	252	2	10.423	100,00%	98,80%
347	27	Mosquera	Municipio	Cundinamarca	16.837	16.837	1.758	7.199	5.326	2.244		16.527	297	15	16.839	100,00%	98,20%
348	28	Motavita	Municipio	Boyacá	94	94	35	50	1			86	8	94	100,00%	91,50%	
349	29	Nemocón	Municipio	Cundinamarca	1.158	981	185	443	181	2		811	36	847	84,70%	70,00%	
350	30	Nobsa	Municipio	Boyacá	1.204	1.163	94	728	101	44		967	30	997	96,60%	80,30%	
351	31	Oicata	Municipio	Boyacá	64	57	11	40				51	5	56	89,10%	79,70%	
352	32	Paipa	Municipio	Boyacá	4.475	4.385	77	3.544	522	70		4.213	175	2	4.390	98,00%	94,10%
353	33	Ráquira	Municipio	Boyacá	400	300	11	99	134			244	63	307	75,00%	61,00%	
354	34	Sáchica	Municipio	Boyacá	501	501	181	157	15			353	12	365	100,00%	70,50%	
355	35	Samacá	Municipio	Boyacá	1.091	1.090	164	521	334			1.019	46	1.065	99,90%	93,40%	
356	36	Santa Rosa de Viterbo	Municipio	Boyacá	1.520	1.499	75	931	343			1.349	34	1.383	98,60%	88,80%	
357	37	Santa Sofía	Municipio	Boyacá	250	213	2	130	49			181	7	188	85,20%	72,40%	
358	38	Simijaca	Municipio	Cundinamarca	1.644	1.178	115	425	521	4		1.065	55	1.123	71,70%	64,80%	
359	39	Sogamoso	Municipio	Boyacá	23.313	17.964	244	11.402	4.974	454		17.074	506	11	17.591	77,10%	73,20%
360	40	Sopó	Municipio	Cundinamarca	2.111	2.108	405	1.321	305			2.031	101	1	2.133	99,90%	96,20%
361	41	Sora	Municipio	Boyacá	129	90	27	33				60	4	64	69,80%	46,50%	
362	42	Susa	Municipio	Cundinamarca	512	257	3	145	101			249	10	259	50,20%	48,60%	
363	43	Sutamarchán	Municipio	Boyacá	378	348	5	87	193			285	25	310	92,10%	75,40%	
364	44	Sutatausa	Municipio	Cundinamarca	274	274	1	103	164			268	4	272	100,00%	97,80%	
365	45	Tabio	Municipio	Cundinamarca	2.115	2.115	21	840	955	231		2.047	68	2.115	100,00%	96,80%	
366	46	Tausa	Municipio	Cundinamarca	178	169	38	38	57			133	6	139	94,90%	74,70%	
367	47	Tenjo	Municipio	Cundinamarca	926	738	5	531	125			661	29	690	79,70%	71,40%	
368	48	Tibasosa	Municipio	Boyacá	849	785	5	350	332	10		697	22	719	92,50%	82,10%	
369	49	Tinjaca	Municipio	Boyacá	120	120	1	53	47			101	9	110	100,00%	84,20%	

370	50	Tocancipá	Municipio	Cundinamarca	2.492	2.492	323	1.147	405	293		2.168	75	9	2.252	100,00%	87,00%
371	51	Tunja	Municipio	Boyacá	34.089	32.136	3.789	8.603	13.004	2.743	1.454	29.593	781	2	30.376	94,30%	86,80%
372	52	Tunungua	Municipio	Boyacá	82	69	31	34	1			66	2		68	84,10%	80,50%
373	53	Tuta	Municipio	Boyacá	820	820	157	520	26			703	33		736	100,00%	85,70%
374	54	Ubaté	Municipio	Cundinamarca	5.265	4.140	1.122	2.421	416	38		3.997	148	2	4.147	78,60%	75,90%
375	55	Villa de Leyva	Municipio	Boyacá	1.700	1.129	128	450	275	165		1.018	76	1	1.095	66,40%	59,90%
376	56	Zipacón	Municipio	Cundinamarca	450	360	5	231	68			304	13		317	80,00%	67,60%
377	57	Zipaquirá	Municipio	Cundinamarca	18.180	16.353	1.670	7.749	4.874	1.609	1	15.903	459	2	16.364	90,00%	87,50%
		Subtotal			236.316	217.294	18.874	93.423	70.911	15.278	2.485	201.832	6.008	83	207.923	92,00%	85,40%

GAS NATURAL DEL CESAR S.A. E.S.P.

378	1	Aguachica	Municipio	Cesar	15.630	14.679	5.798	4.887	1.461	234	6	12.386	76	25	12.487	93,90%	79,20%
379	2	Agustín Codazzi	Municipio	Cesar	8.787	7.747	1.308	4.487	412	82	5	6.294	27	18	6.339	88,20%	71,60%
380	3	Chiriguana	Municipio	Cesar	3.105	2.977	724	633	994			2.351	8	3	2.362	95,90%	75,70%
381	4	Curumani	Municipio	Cesar	4.350	4.227	1.441	2.131				3.572	24	5	3.601	97,20%	82,10%
382	5	El Banco	Municipio	Magdalena	7.439	7.179	2.832	1.721	514	27		5.094	53	19	5.166	96,50%	68,50%
383	6	Gamarra	Municipio	Cesar	1.526	1.417	286	806	45			1.137	5		1.142	92,90%	74,50%
384	7	La Gloria	Municipio	Cesar	1.091	844	360	366				726	4		730	77,40%	66,50%
385	8	La Jagua de Ibrico	Municipio	Cesar	3.865	3.726	1.572	1.721	1			3.294	19	1	3.314	96,40%	85,20%
386	9	Pallitas	Municipio	Cesar	3.041	2.859	1.394	1.226				2.620	17	4	2.641	94,00%	86,20%
387	10	Pelaya	Municipio	Cesar	2.282	2.027	1.439	344	44			1.827	6	3	1.836	88,80%	80,10%
388	11	San Alberto	Municipio	Cesar	3.350	3.293	1.190	1.434	590	3		3.217	29	9	3.255	98,30%	96,00%
389	12	San Diego	Municipio	Cesar	2.059	1.691	813	768	11			1.592	6	4	1.602	82,10%	77,30%
390	13	Tamalameque	Municipio	Cesar	1.158	1.073	604	365	5			974	1		975	92,70%	84,10%
391	14	Becerril	Municipio	Cesar	2.406	2.334	804	1.315				2.119	6	2	2.127	97,00%	88,10%
392	15	Casará	Corregimiento	Cesar	894	402	93	206				299			299	45,00%	33,40%
393	16	San Roque	Corregimiento	Cesar	810	799	788					788	2		790	98,60%	97,30%
394	17	Rincón Hondo	Corregimiento	Cesar	600	343	190	85				275	1		276	57,20%	45,80%
395	18	La Mata	Corregimiento	Cesar	209	130	104					104	1		105	62,20%	49,80%
396	19	La Palmita	Corregimiento	Cesar	358	349	295					295			295	97,50%	82,40%
397	20	Sabanagrande	Corregimiento	Cesar	253	248	214					214			214	98,00%	84,60%
398	21	El Burro	Caserío	Cesar	67	56	43					43			43	83,60%	64,20%
399	22	San Martín	Municipio	Cesar	1674	474	1	129	16			146	1		147	28,30%	8,70%
		Subtotal			64.954	58.874	22.293	22.624	4.093	346	11	49.367	286	93	49.746	90,60%	76,00%

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.

400	1	Bello	Municipio	Antioquia	91.548	93.649	8.780	25.479	24.801	2.787	3	61.861	320	42	62.223	102,30%	67,60%
401	2	Caldas	Municipio	Antioquia	17.116	12.379	107	4.304	2.276	1		6.689	96	9	6.794	72,30%	39,10%
402	3	Copacabana	Municipio	Antioquia	17.734	15.281	216	5.336	3.458	4	1	9.040	64	22	9.126	86,20%	51,00%
403	4	Envigado	Municipio	Antioquia	47.465	58.872	608	6.174	15.116	9.565	8.105	41.234	384	58	41.676	124,00%	86,90%
404	5	Girardota	Municipio	Antioquia	10.844	6.644	32	4.070	841	1	3	4.954	53	11	5.018	61,30%	45,70%
405	6	Itagüí	Municipio	Antioquia	63.604	63.441	1.121	15.471	20.008	1.372	6	38.009	478	231	38.718	99,70%	59,80%
406	7	La Estrella	Municipio	Antioquia	13.767	8.476	7	1.727	2.756	540	154	5.187	73	36	5.296	61,60%	37,70%
407	8	Medellín	Municipio	Antioquia	594.553	547.878	8.908	117.006	113.118	42.350	37.658	343.769	4.365	484	348.618	92,10%	57,80%
408	9	Sabaneta	Municipio	Antioquia	12.194	13.000	1	1.569	5.025	1.699	39	8.341	199	71	8.611	106,60%	68,40%
409	10	Barbosa	Municipio	Antioquia	12.551	5.142	385	2.285	475			3.145	26	3	3.174	41,00%	25,10%
410	11	La Ceja	Municipio	Antioquia	7.874	7.874	6	518	1.389	103	4	2.020	12		2.032		
411	12	La Unión	Municipio	Antioquia	2.130	2.130	25	562	258	1		846	4		850		
409	13	El Retiro	Municipio	Antioquia	1.994	1.994	176	389	18	2	1	586	21		607		

445	1	Cartagena	Bolivar	Distrito	202.467	179.485	59.284	53.028	31.161	11.968	6.651	8.415	170.507	2.151	154	172.812	88,60%	84,20%
446	2	Turbaco	Bolivar	Municipio	15.200	14.959	2.799	8.722	1.696	734			13.951	101	7	14.059	98,40%	91,80%
447	3	Arjona	Bolivar	Municipio	12.270	9.176	6.122	2.262	588				8.972	41	1	9.014	74,80%	73,10%
448	4	Magangué	Bolivar	Municipio	21.531	16.631	6.154	9.403	210	248			16.015	138	4	16.157	77,20%	74,40%
449	5	Mompox	Bolivar	Municipio	5.227	4.754	2.334	1.264	546				4.144	24		4.168	91,00%	79,30%
450	6	Buenavista	Sucre	Municipio	2.244	1.617	1.071	257					1.328	12		1.340	72,10%	59,20%
451	7	San Pedro	Sucre	Municipio	3.271	2.536	1.527	654	47				2.228	25	1	2.254	77,50%	68,10%
452	8	Pta Cartagena - Limón	Bolivar	Corregimiento	1.670	1.484	562	397					959	4		963	88,90%	57,40%
453	9	San Juan Nepomuceno	Bolivar	Municipio	4.847	4.576	1.262	2.926	39				4.227	56	1	4.284	94,40%	87,20%
454	10	San Jacinto	Bolivar	Municipio	3.775	3.454	2.476	656	19				3.151	38		3.189	91,50%	83,50%
455	11	El Carmen de Bolívar	Bolivar	Municipio	11.370	7.923	3.342	3.537	752				7.631	87	3	7.721	69,70%	67,10%
456	12	Clemencia	Bolivar	Municipio	1.787	1.623	774	512	2	1			1.289	3	1	1.293	90,80%	72,10%
457	13	Ovejas	Sucre	Municipio	2.625	2.135	1.110	618	49				1.777	17		1.794	81,30%	67,70%
458	14	Santa Rosa	Bolivar	Municipio	2.988	2.597	1.511	775					2.286	5	1	2.292	86,90%	76,50%
459	15	Santa Catalina	Bolivar	Municipio	1.476	981	570	260	6				836	2		838	66,50%	56,60%
460	16	María la Baja	Bolivar	Municipio	4.597	4.456	2.199	1.339	89				3.627	15		3.642	96,90%	78,90%
461	17	Turbaná	Bolivar	Municipio	2.222	2.049	752	1.053	72				1.877	7		1.884	92,20%	84,50%
462	18	Santa Ana	Magdalena	Municipio	3.015	2.355	886	885	13				1.784	7		1.791	78,10%	59,20%
463	19	Talagua nvo. Vjo.	Bolivar	Municipio	1.176	1.124	610	290					900	1		901	95,60%	76,50%
464	20	Villanueva	Bolivar	Municipio	3.500	2.843	2.012	181					2.193	7		2.200	81,20%	62,70%
465	21	Granada	Bolivar	Corregimiento	900	666	434	1					435			435	74,00%	48,30%
466	22	Mahates	Bolivar	Municipio	2.738	1.655											60,40%	
467	23	Zambrano	Bolivar	Municipio	2.210	481											21,80%	
468	24	Sincelejo	Sucre	Municipio	57.925	50.061	19.685	18.847	6.757	3.193	319	444	49.245	549	23	49.817	86,40%	85,00%
469	25	San Onofre	Sucre	Municipio	5.035	4.291	1.727	1.090	288	9			3.114	25		3.139	85,20%	61,80%
470	26	Corozal	Sucre	Municipio	12.131	9.460	3.735	4.880	410	163	14		9.202	78	6	9.286	78,00%	75,90%
471	27	Los Palmitos	Sucre	Municipio	1.950	1.706	918	645					1.563	14	1	1.578	87,50%	80,20%
472	28	Sampués	Sucre	Municipio	4.000	3.811	1.599	1.468	153	62			3.282	34	2	3.318	95,30%	82,10%
473	29	Sahagún	Córdoba	Municipio	11.465	10.269	3.424	4.350	1.648	357			9.779	90	3	9.872	89,60%	85,30%
474	30	Chinú	Córdoba	Municipio	5.507	4.672	2.037	1.775	660	2			4.474	59	1	4.534	84,80%	81,20%
475	31	San Marcos	Sucre	Municipio	6.100	5.805	1.819	2.226	942				4.987	75	2	5.064	95,20%	81,80%
476	32	Since	Sucre	Municipio	6.650	5.115	2.844	1.052	510	46			4.452	43	1	4.496	76,90%	66,90%
477	33	Tolú	Sucre	Municipio	6.300	5.188	1.729	1.610	732	195			4.266	124		4.390	82,30%	67,70%
478	34	Tolú viejo	Sucre	Municipio	1.357	1.176	648	434	15				1.097	12	3	1.112	86,70%	80,80%
479	35	Chima	Córdoba	Municipio	688	624	391	110					501	5		506	90,70%	72,80%
480	36	San Andrés	Córdoba	Municipio	1.804	1.620	770	663	57				1.490	23		1.513	89,80%	82,60%
481	37	Morroa	Sucre	Municipio	1.600	1.541	795	565	40				1.400	20	1	1.421	96,30%	87,50%
482	38	Galeras	Sucre	Municipio	2.824	2.528	1.205	726	134				2.065	12		2.077	89,50%	73,10%
483	39	Betulia	Sucre	Municipio	1.614	1.494	584	742	19				1.345	7		1.352	92,60%	83,30%
484	40	Coveñas	Sucre	Corregimiento	4.500	1.949	807	722	23				1.552	120	2	1.674	43,30%	34,50%
485	42	El Porvenir	Sucre	Municipio	1.700	1.526	328	36	1				365	5		370	89,80%	21,50%
486	43	Tuchín	Córdoba	Municipio	1.130	1.124	656	28	1				685	8		693	99,50%	60,60%
487	44	La Unión	Sucre	Municipio	1.452	344								8		8	23,70%	
488	45	Montería	Córdoba	Municipio	71.764	64.905	32.603	17.177	7.716	2.952	1.723	1.003	63.174	648	39	63.861	90,40%	88,00%
489	46	Cereté	Córdoba	Municipio	13.000	12.736	3.279	5.736	1.379	523	10		10.927	104	22	11.053	98,00%	84,10%
490	47	Ciénaga de Oro	Córdoba	Municipio	5.500	4.770	2.346	1.496	366	16			4.224	18	1	4.243	86,70%	76,80%
491	48	Montelíbano	Córdoba	Municipio	11.000	10.800	3.649	2.667	2.400	32	63	109	8.920	93	3	9.016	98,20%	81,10%
492	49	Planeta Rica	Córdoba	Municipio	9.500	9.177	2.750	3.902	1.427	48			8.127	108	4	8.239	96,60%	85,50%
493	50	Pueblo Nuevo	Córdoba	Municipio	2.400	2.221	919	735	65				1.719	18		1.737	92,50%	71,60%

Continuación

494	51	Lorica	Municipio	Córdoba	9.780	8.825	3.657	2.681	828	4		7.170	55	1	7.226	90,20%	73,30%
495	52	Momil	Municipio	Córdoba	2.023	1.780	913	447	3			1.363	7		1.370	88,00%	67,40%
496	53	Purisima	Municipio	Córdoba	2.365	2.154	551	493	27			1.071	2		1.073	91,10%	45,30%
497	54	San Antero	Municipio	Córdoba	4.276	1.999	1.030	762	140			1.932	7		1.939	46,70%	45,20%
498	55	Caucasia	Municipio	Antioquia	14.042	12.428	4.200	2.707	2.181	4	17	9.109	87	3	9.199	88,50%	64,90%
499	56	San Pelayo	Municipio	Córdoba	2.900	2.715	810	593	10			1.413	7		1.420	93,60%	48,70%
500	57	San Carlos	Municipio	Córdoba	1.200	993	509	67				576	3		579	82,80%	48,00%
501	56	Ayapel	Municipio	Córdoba	5.710	5.698	1.356	1.484	93			2.933	15		2.948	99,80%	51,40%
502	57	Buenavista	Municipio	Córdoba	3.000	1.150	714	228	1			943	3		946	38,30%	31,40%
503	58	Cotorra	Municipio	Córdoba	1.900	1.804	1.321		1			1.322			1.322	94,90%	69,60%
504	59	Tierralta	Municipio	Córdoba	7.910	7.555	1.999		1			1.999	1		2.000	95,50%	25,30%
505	60	Valencia	Municipio	Córdoba	3.486	1.663	303	54				357			357	47,70%	10,20%
506	61	La apartada	Municipio	Córdoba	3.368	3.368	3	82				85			85	100,00%	2,50%
507	62	San Bernardo del Viento	Municipio	Córdoba	2.476	2.229	44	50	1			95			95	90,00%	3,80%
		Subtotal			626.438	542.834	206.448	172.350	64.317	20.557	8.780	9.988	5.228	291	487.959	86,70%	77,00%

GASUR S.A. E.S.P.

508	1	Arcabuco	Municipio	Boyacá	280	280		185	32			217	11		228	100,00%	77,50%
509	2	Barbosa	Municipio	Santander	5.600	5.300	55	2.450	900			3.405	41		3.446	94,60%	60,80%
510	3	Bolívar	Municipio	Santander	300	300		294				294	4		298	100,00%	98,00%
511	4	Chipatá	Municipio	Santander	220	220		220				220			220	100,00%	100,00%
512	5	Jesús María	Municipio	Santander	220	220	7	176				183	5		188	100,00%	83,20%
513	6	Sucre	Municipio	Santander	100	100	1	99				100	1		101	100,00%	100,00%
514	7	Chitaraque	Municipio	Boyacá	250	250		166	31			197			197	100,00%	78,80%
515	8	Santana	Municipio	Boyacá	650	650	60	185	120			365	5		370	100,00%	56,20%
516	9	Togui	Municipio	Boyacá	250	250		201				201	2		203	100,00%	80,40%
		Subtotal			7.870	7.570	123	3.976	1.083			5.182	69		5.251	96,20%	65,80%

ESPIGAS S.A. E.S.P.

517	1	Moniquirá	Municipio	Boyacá	2.040	1.960	107	681	619	44		1.451	45		1.496	96,10%	71,10%
		Subtotal			2.040	1.960	107	681	619	44		1.451	45		1.496	96,10%	71,10%

PROMESA S.A. E.S.P.

518	1	Puente Nacional	Municipio	Santander	1.290	1.210	113	492	293			898	25		923	93,80%	69,60%
		Subtotal			1.290	1.210	113	492	293			898	25		923	93,80%	69,60%

PUBLISERVICIOS S.A. E.S.P.

519	1	Miraflores	Municipio	Boyacá	1.008	957	192	603	11	7		813	26		839	94,90%	80,70%
520	2	Berbeo	Municipio	Boyacá	182	182	22	156		1		179	3		182	100,00%	98,40%
521	3	Páez	Municipio	Boyacá	361	361	4	303				307	1		308	100,00%	85,00%
522	4	San Eduardo	Municipio	Boyacá	294	294	141	142				283	1		284	100,00%	96,30%
523	5	Zetaquirá	Municipio	Boyacá	349	349	25	255				280	2		282	100,00%	80,20%
		Subtotal			2.194	2.143	384	1.459	11	8		1.862	33		1.895	97,70%	84,90%

PROVISERVICIOS S.A. E.S.P.

524	1	Guavatá	Municipio	Santander	430	430	9	393				402	5		407	100,00%	93,50%
525	2	Güepsa	Municipio	Santander	930	930	521	370	21	3		915	3		918	100,00%	98,40%
526	3	San Vicente de Chucury	Municipio	Santander	3.733	3.733	961	2.005	323			3.289	5		3.294	100,00%	88,10%

527	4	El Peñón	Municipio	Santander	433	433	34	322				356	100,00%	82,20%
528	5	La Paz	Municipio	Santander	539	539	245	164				409	100,00%	75,90%
		Subtotal			6.065	6.065	1.770	3.254	344	3		5.371	100,00%	88,60%

NACIONAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS S.A, E.S.P. "NSP S.A. E.S.P."

529	1	Vélez	Municipio	Santander	1.861	1.972	1.342					1.342	106,00%	72,10%
		Subtotal			1.861	1.972	1.342					1.342	106,00%	72,10%

SERVIGAS S.A. E.S.P.

530	1	Coyaima	Municipio	Tolima	2.092	63	5	58				63	3,00%	3,00%
531	2	Dindal	Vereda	Huila	23	23	23					23	100,00%	100,00%
532	3	Cruce de Guacirco	Caserío	Huila	28	28	28					28	100,00%	100,00%
533	4	San Jorge	Vereda	Huila	78	78	78					78	100,00%	100,00%
534	5	Santa Clara	Vereda	Huila	120					1		1		
		Subtotal			2.341	192	134	58				192	8,20%	8,20%

INGEOBRA S.A. E.S.P.

535	1	Bosconia	Municipio	Cesar	4.400	4.530	172	399	52			623	103,00%	13,80%
536	2	El Copey	Municipio	Cesar	3.250	3.410	52	167	1			220	104,90%	6,50%
537	3	El Paso	Municipio	Cesar	2.773	2.609								
538	4	Astrea	Municipio	Cesar	2.114	1.941								
539	5	Chimichagua	Municipio	Cesar	2.259	2.359								
540	6	Ariguani	Municipio	Magdalena	3.536	3.525								
541	7	Nueva Granada	Municipio	Magdalena	1.200	1.124								
542	8	Algarrobo	Municipio	Magdalena	1.546	774								
543	9	Chibolo	Municipio	Magdalena	1.851	584								
544	10	Sabanas de San Ángel	Municipio	Magdalena	730	288								
		Subtotal			23.659	21.144	224	566	53			843	89,40%	4,00%

SURGAS S.A. E.S.P.

545	1	Pitalito	Municipio	Huila	16.653	16.653	4.428	3.939	1.453	46	1	9.867	100,00%	59,30%
546	2	Timaná	Municipio	Huila	2.029	2.062	606	638	55			1.299	101,60%	63,00%
547	3	Bruselas	Corregimiento	Huila	705	705	90	209				299	100,00%	42,40%
548	4	Guadalupe	Municipio	Huila	1.344	1.552	292	753	57			1.102	115,50%	71,00%
549	5	Altamira	Municipio	Huila	858	858	73	518	15			606	99,90%	70,60%
550	6	Suaza	Municipio	Huila	863	1.088	303	364	37			704	126,00%	64,70%
551	7	El Pital	Municipio	Huila	1.305	1.350	533	480	25			1.038	103,40%	76,90%
552	8	Agrado	Municipio	Huila	1.500	1.500	627	385	9			1.021	100,00%	68,10%
553	9	San Agustín	Municipio	Huila	2.141	2.141	251	587	221			1.059	100,00%	49,50%
		Subtotal			27.398	27.909	7.203	7.873	1.872	46	1	16.995	101,90%	60,90%

ENERCA S.A. E.S.P.

554	1	Yopal	Municipio	Casanare	28102	3.847	1.526	584	421	1		2.532	13,70%	65,80%
555	2	Maní	Municipio	Casanare	953	2.158	600	828	17	1		1.446	226,40%	67,00%
556	3	Orocué	Municipio	Casanare	4044	1.474	832	76	1			909	36,40%	61,70%
557	4	Paz de Ariporo	Municipio	Casanare	437	3.150	1.111	1.030	2			2.143	720,80%	68,00%
558	5	Trinidad	Municipio	Casanare	1801	1.067	363	450	7			820	59,20%	76,90%
559	6	San Luis de Palenque	Municipio	Casanare	1350	610	158	223	10			391	45,20%	64,10%
560	7	Aguazul	Municipio	Casanare	453	731	82	254				336	161,40%	46,00%
561	8	Sabalalarga	Municipio	Casanare	1863	830	25	369	34			428	44,60%	51,60%
		Subtotal			39.003	13.867	4.697	3.814	492	2		9.005	35,60%	64,90%

Continuación

EDALGAS S.A. E.S.P.

562	1	Puerto Berrío	Municipio	Antioquia	7.790	7.200	3.373	1.428	202				5.003	44	5.047	92,43%	69,49%
563	2	Cisneros	Municipio	Antioquia	1.950	1.630	177	606	91				874	5	879	83,59%	53,62%
564	3	San José de Nus	Municipio	Antioquia	650	560	80	283	18				381	7	388	86,15%	68,04%
		Subtotal			10.390	9.390	3.630	2.317	311				6.258	56	6.314	90,40%	66,60%

SERVINGAS S.A. E.S.P.

565	1	Falán	Municipio	Tolima	7.015	878	118	199	1				318		318	12,52%	36,22%
566	2	Palocabildo	Municipio	Tolima	4.698	1.041	103	244	101				448		448	22,16%	43,04%
567	3	Casabianca	Municipio	Tolima	2.371	1.097	128	217	2				347		347	46,27%	31,63%
568	4	Villahermosa	Municipio	Tolima	6.790	1.139	114	322	41				477		477	16,77%	41,88%
		Subtotal			20.874	4.155	463	982	145				1.590		1.590	19,90%	38,30%

568		TOTAL			7.434.584	7.071.731	1.014.814	2.142.571	1.637.914	520.672	210.311	134.916	5.661.198	99.205	3.343	5.763.746		77,50%
-----	--	--------------	--	--	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	---------	---------	---------	-----------	--------	-------	-----------	--	--------

Fuente: Empresas Distribuidoras de Gas Natural.
 Consolidó: Dirección de Gas - Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Reporte Parcial. Las empresas en rojo aún no han reportado información.

OBSERVACIONES

- (1) Los Municipios de Acacias, Meta y Floridablanca, Santander son atendidos por dos distribuidores.
- (2) No todos los catastros reportados son oficiales. - En algunos casos fueron suministrados por las empresas según su propio levantamiento. En otros casos es mayor la cobertura que el catastro municipal suministrado por la Oficina de Planeación del respectivo municipio.
- (3) Municipios nuevos en este trimestre: 10



Usuarios conectados con gas natural	No. Usuarios	%
Residenciales	5.661.198	98,22%
Comerciales	99.205	1,72%
Industriales	3.343	0,06%
Total usuarios conectados con gas natural	5.763.746	100%

Total departamentos	22
No. Poblaciones con gas natural	568

Número total de usuarios residenciales conectados por estrato (E)					
E1	E2	E3	E4	E5	E6
1.014.814	2.142.571	1.637.914	520.672	210.311	134.916
Porcentaje por estrato (E) de usuarios residenciales conectados					
E1	E2	E3	E4	E5	E6
18%	38%	29%	9%	4%	2%

NÚMERO DE INSTALACIONES DOMICILIARIAS (RESIDENCIAL) DE GAS NATURAL POR REGIONES 2005 - 2010

Regiones	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Guajira	48.284	52.367	55.776	60.325	64.919	69.451
Atlántico - Magdalena	453.024	480.701	496.901	526.050	553.615	565.884
Bolívar - Córdoba - Sucre	365.160	393.837	407.840	434.910	452.798	479.395
Cesar	79.847	88.015	92.509	102.325	109.792	116.775
Santander	245.802	254.926	262.905	275.639	286.894	296.216
Huila - Tolima - Caquetá	216.243	237.066	264.324	288.819	323.402	341.725
Norte de Santander	65.875	65.875	65.875	67.061	71.542	83.064
Casanare - Meta - Guaviare	114.011	121.386	127.251	142.586	154.820	168.446
Cundinamarca - Boyacá	1.403.670	1.501.127	1.604.869	1.711.948	1.812.571	1.908.518
Valle del Cauca - Cauca	458.129	513.488	565.233	616.904	662.457	743.978
Eje Cafetero	178.880	208.759	232.183	271.523	299.121	328.724
Antioquia	192.980	258.699	316.339	433.948	501.398	559.022
Total País	3.821.905	4.176.246	4.492.005	4.932.038	5.293.329	5.661.198

Cundinamarca: Incluye Bogotá.
Fuente: Minminas - Dirección General de Gas.

RESUMEN COBERTURA DE GAS NATURAL POR SECTORES Diciembre de 2010

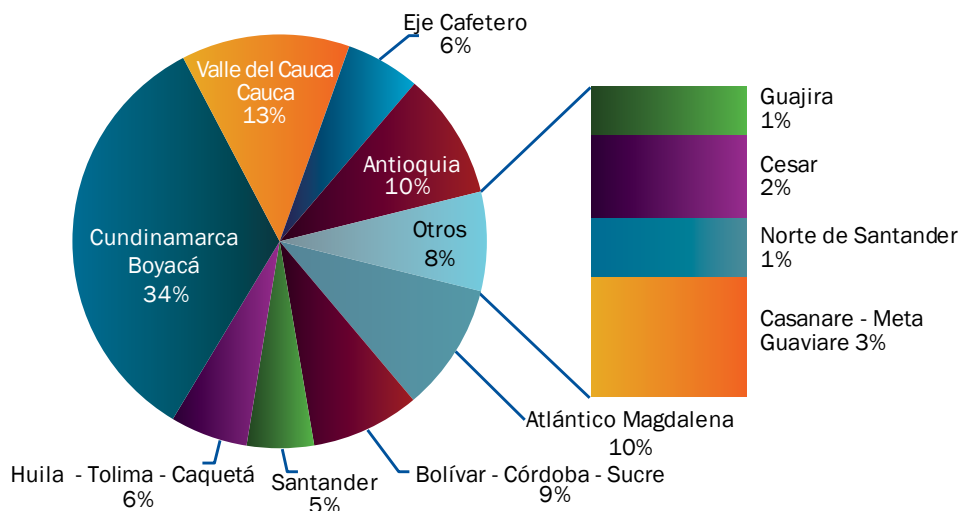
N°	Resumen	Participación
No. de poblaciones con gas natural	568	
No. de usuarios residenciales conectados	5.661.198	98,22%
No. de usuarios comerciales conectados	99.205	1,72%
No. de usuarios industriales conectados	3.343	0,06%
No. de usuarios totales conectados	5.763.746	100,00%

Número Total de Usuarios Residenciales Conectados por Estrato (E)

E1	E2	E3	E4	E5	E6
1.014.814	2.142.571	1.637.914	520.672	210.311	134.916
18%	38%	29%	9%	4%	2%

Distribución de instalaciones de Gas Natural Residencial 2010

Atlántico - Magdalena	10,0%
Bolívar - Córdoba - Sucre	8,5%
Santander	5,2%
Huila - Tolima - Caquetá	6,0%
Cundinamarca - Boyacá	33,7%
Valle del Cauca - Cauca	13,1%
Eje Cafetero	5,8%
Antioquia	9,9%
Guajira	1,2%
Cesar	2,1%
Norte de Santander	1,5%
Casanare - Meta - Guaviare	3,0%
	100,0%

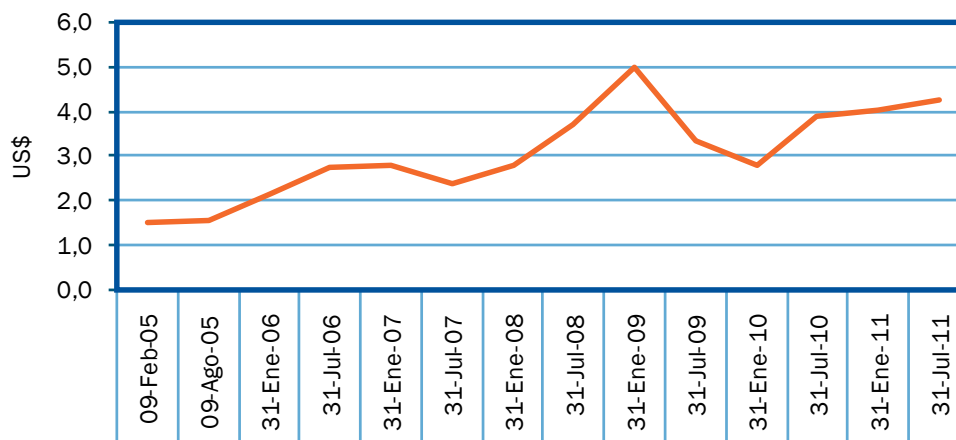


PRECIOS DE GAS NATURAL EN BOCA DE POZO
RESOL. 039/1975, RESOL. CREG 023/2000, RESOL. CREG 119/2005, RESOL. CREG 187/2010
 Gas Guajira

Periodo		Precio	Unidad
10-Ago-04	9-Feb-05	1,50218	US\$/KPC
10-Feb-05	9-Ago-05	1,56708	US\$/KPC
10-Ago-05	31-Ene-06	2,13267	US\$/KPC
1-Feb-06	31-Jul-06	2,7248	US\$/MBTU *
1-Ago-06	31-Ene-07	2,7691	US\$/MBTU
1-Feb-07	31-Jul-07	2,3528	US\$/MBTU
1-Ago-07	31-Ene-08	2,7707	US\$/MBTU
1-Feb-08	31-Jul-08	3,6944	US\$/MBTU
1-Ago-08	31-Ene-09	4,9750	US\$/MBTU
1-Feb-09	31-Jul-09	3,3164	US\$/MBTU
1-Ago-09	31-Ene-10	2,7666	US\$/MBTU
1-Feb-10	31-Jul-10	3,8876	US\$/MBTU
1-Ago-10	31-Ene-11	4,0010	US\$/MBTU
1-Feb-11	31-Jul-11	4,2562	US\$/MBTU

* Inicio de aplicación de nueva fórmula.
 Fuente: Ecopetrol S.A. - Minminas.
 Elaboró: UPME, Subdirección de Información Minero Energética.

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE BOCA DE POZO GAS GUAJIRA
 2005 - julio 2011



RELACIÓN DE VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Total país
2005 - 2009

Ciudad	Total programa año 2005	Total programa año 2006	Total programa año 2007	Total programa año 2008	Total programa año 2009
Acacias	-	-	41	103	150
Aguachica	-	-	-	38	50
Armenia	1.644	2.956	3.899	4.600	5.043
Barbosa	-	610	747	803	817
Barrancabermeja	-	100	748	875	913
Barranquilla	15.153	20.536	25.826	28.880	30.733
Bogotá	32.495	62.024	83.479	95.651	102.345
Buenaventura	-	-	-	-	123
Bucaramanga	5.084	8.683	11.868	14.459	15.552
Buga	-	-	522	655	708
Cali/Yumbo	10.134	19.598	27.780	34.052	36.726
Cartagena	6.080	8.487	10.750	12.789	13.689
Cartago	-	783	1.188	1.341	1.390
Caucasia	-	-	-	28	28
Cerrejón	233	293	293	293	293
Chinchiná	-	-	-	-	6
Chiquinquirá	-	299	577	736	793
Duitama	-	-	826	1.112	1.208
Espinal	-	-	91	163	195
Fusagasugá	-	-	-	146	224
Granada	-	-	7	145	193
Girardot	94	203	330	511	556
Girón					
La Dorada	-	-	25	328	422
Ibagué	1.532	3.122	4.933	6.194	6.884
Jamundí	-	-	46	46	49
Manizales	-	1.952	3.465	4.546	5.066
Medellín	9.906	16.090	22.635	28.918	30.566
Montería	2.142	2.702	3.335	4.329	4.815
Neiva	1.048	1.345	1.785	2.644	3.514
Palmira	901	1.795	2.327	2.616	2.732
Pereira	1.192	3.433	6.367	8.220	8.935
Planeta Rica					
Popayán					
Roldanillo	-	-	-	27	35
Santa Marta	2.995	4.212	5.547	6.446	6.838
Sincelejo	1.233	1.600	2.155	2.637	2.909
Sogamoso	-	249	1.059	1.362	1.451
Tuluá	1.154	1.997	2.601	2.962	3.104
Tunja	-	48	914	1.290	1.427
Valledupar	465	1.083	1.601	1.805	1.922
Villanueva	-	-	38	70	91
Villavicencio	2.432	4.919	7.041	8.294	9.049
Yopal	-	-	212	524	821
Total	95.917	169.119	235.058	280.638	302.365

RELACIÓN DE VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Total país
2010

Ciudad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Programa A dic 2010
Acacias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150
Aguachica	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	52
Armenia	31	30	31	42	27	37	50	41	48	31	34	50	5.495
Barbosa	1	-	1	4	4	1	4	7	6	11	8	5	869
Barrancabermeja	1	2	5	2	2	1	3	0	2	2	5	5	943
Barranquilla	160	218	213	263	290	255	282	310	261	308	292	269	33.854
Bogotá	362	314	334	290	307	399	356	385	545	486	453	541	107.117
Buenaventura	32	17	24	15	13	23	30	32	28	33	11	12	393
Bucaramanga	39	47	51	54	46	48	42	72	61	54	44	49	16.159
Buga	-	1	2	4	7	2	6	11	7	12	11	8	779
Cali/Yumbo	101	134	279	325	301	290	308	317	363	295	277	256	39.972
Cartagena	56	102	89	82	96	129	110	79	93	101	101	124	14.851
Cartago	3	2	2	5	5	8	5	8	11	7	8	2	1.456
Caucasia	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29
Cerrejón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	293
Chinchiná	8	2	9	2	1	3	3	5	3	8	5	6	61
Chiquinquirá	3	2	3	5	2	4	5	5	3	6	4	9	844
Duitama	4	4	2	5	3	3	9	5	9	5	1	8	1.266
Espinal	1	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	198
Fusagasugá	-	1	-	-	5	-	4	1	3	9	-	-	247
Granada	-	-	-	-	-	-	-	-	5	2	3	-	203
Girardot	-	1	-	4	1	-	-	2	2	2	1	1	570
Girón										-	-	4	4
La Dorada	-	1	1	1	-	8	-	1	-	1	-	-	435
Ibagué	28	37	23	20	42	37	64	46	57	43	42	50	7.373
Jamundí	-	3	2	1	2	2	2	1	2	8	1	-	73
Manizales	17	23	28	37	65	43	47	58	47	47	47	44	5.569
Medellín	114	147	111	94	107	101	243	298	342	331	302	292	33.048
Montería	46	26	61	60	78	49	87	104	81	99	112	97	5.715
Neiva	20	19	9	20	18	60	15	31	44	52	25	56	3.883
Palmira	6	2	21	39	30	24	22	21	21	21	25	17	2.981
Pereira	52	41	61	92	77	88	84	100	101	87	89	98	9.905
Planeta Rica													0
Popayán										-	7	15	22
Roldanillo	2	1	3	4	0	3	2	2	8	3	1	1	65
Santa Marta	17	24	26	18	29	38	44	14	38	24	23	39	7.172
Sincelejo	-	7	-	49	28	48	53	46	62	47	59	44	3.352
Sogamoso	4	7	11	3	6	2	6	4	4	5	4	7	1.514
Tuluá	13	14	11	7	7	15	12	23	31	24	24	21	3.306
Tunja	8	7	9	7	7	15	7	8	8	8	9	4	1.524
Valledupar	11	10	5	9	5	8	5	7	5	6	3	19	2.015
Villanueva	1	1	-	2	-	-	1	-	1	1	2	1	101
Villavicencio	32	45	41	56	41	56	57	68	57	60	52	67	9.681
Yopal	10	11	15	14	18	9	14	10	15	16	14	9	976
Total	1.184	1.303	1.483	1.635	1.671	1.809	1.983	2.122	2.376	2.255	2.099	2.230	324.515

RELACIÓN DE VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO VEHICULAR

Total país
abril 2011

Ciudad	Ene ro	Febrero	Marzo	Abril	Total programa a abril 2011
Acacias	0	0	0	0	150
Aguachica	0	0	0	0	52
Armenia	28	49	55	57	5.684
Barbosa	0	7	4	5	885
Barrancabermeja	1	5	5	3	957
Barranquilla	345	372	344	343	35.258
Bogotá	512	496	597	544	109.266
Buenaventura	4	15	25	23	460
Bucaramanga	49	47	67	53	16.375
Buga	6	5	9	11	810
Cali/Yumbo	300	378	472	442	41.564
Cartagena	110	138	167	142	15.408
Cartago	2	13	22	20	1.513
Caucasia	0	0	0	0	29
Cerrejón	0	0	0	0	293
Chinchiná	7	10	9	1	88
Chiquinquirá	2	5	9	8	868
Duitama	0	3	7	8	1.284
Espinal	0	0	0	0	198
Fusagasugá	0	0	0	0	247
Granada	1	3	2	5	214
Girardot	0	0	0	0	570
Girón	3	2	3	1	13
La Dorada	5	1	0	0	441
Ibagué	35	59	59	44	7.570
Jamundí	3	2	5	1	84
Manizales	50	92	109	97	5.917
Medellín	280	260	364	421	34.373
Montería	82	94	132	117	6.140
Neiva	54	0	0	0	3.937
Palmira	20	31	36	25	3.093
Pereira	101	104	127	150	10.387
Planeta Rica	0	0	0	3	3
Popayán	25	32	41	53	173
Roldanillo	2	3	4	1	75
Santa Marta	32	17	25	9	7.255
Sincelejo	48	50	61	58	3.569
Sogamoso	2	6	5	5	1.532
Tuluá	24	25	32	30	3.417
Tunja	7	7	23	14	1.575
Valledupar	6	0	7	4	2.032
Villanueva	0	1	1	0	103
Villavicencio	77	67	81	79	9.985
Yopal	12	10	21	10	1.029
Total	2.235	2.409	2.930	2.787	334.876

* Inicio de aplicación de nueva fórmula.

Fuente: Ecopetrol S.A. - Minminas.

Elaboró : UPME, Subdirección de Información Minero Energética.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL GAS NATURAL VEHICULAR
\$/m³ 2005 - 2006

Ciudad	Estadística	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
Barranquilla	Promedio	753	753	753	776	776	776	695	699	707	739	739	769	809	809	809	859	859	859	859	899	899	899	912	921
	Máximo	753	753	753	776	776	776	659	739	739	739	769	809	809	809	859	859	859	859	859	899	899	899	920	935
	Mínimo	753	753	753	776	776	776	699	655	655	739	739	769	809	809	809	859	859	859	859	899	899	899	899	920
Bogotá	Promedio	788	788	861	861	860	860	860	860	860	860	860	860	867	870	873	874	876	946	946	985	985	983	983	983
	Máximo	790	790	865	865	860	860	860	860	860	860	860	863	886	886	886	886	886	995	995	995	995	995	995	995
	Mínimo	788	788	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	970	970	970	970	970
Bucaramanga	Promedio	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931	931
	Máximo	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931	931
	Mínimo	737	737	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	820	820	820	820	820	820	905	915	923	931	931
Cali	Promedio	803	803	803	827	827	827	827	827	827	856	856	856	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	964	964
	Máximo	803	803	803	827	827	827	827	827	827	856	856	856	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	975	975
	Mínimo	803	803	803	827	827	827	827	827	827	856	856	856	916	916	916	916	916	916	916	916	916	916	960	960
Cartagena	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Medellín	Promedio	823	848	848	855	868	868	868	894	894	885	885	913	922	949	947	970	970	994	994	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
	Máximo	848	848	848	869	869	869	869	885	885	885	892	899	944	949	948	970	970	995	995	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
	Mínimo	810	848	848	848	868	868	868	893	893	895	895	888	908	948	944	970	970	994	994	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
Neiva	Promedio													810	890	890	850	890	920	920	920	916	920	958	
	Máximo													810	890	890	890	890	920	920	920	916	920	995	
	Mínimo													810	890	890	810	890	920	920	920	916	920	920	
Pereira	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Santa Marta	Promedio	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798	798	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	920	920
	Máximo	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798	798	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	920	920
	Mínimo	731	731	731	757	757	757	757	780	780	798	798	798	830	830	830	859	859	859	859	899	899	899	920	920
Tunja	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Valledupar	Promedio												719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719
	Máximo												719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719
	Mínimo												719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719	719
Villavicencio	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL GAS NATURAL VEHICULAR
\$/m³ 2007 - 2008

Ciudad	Estadística	2007												2008											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Barranquilla	Promedio	961	962	962	978	978	978	999	993	994	1.031	1.034	1.066	1.123	1.178	1.210	1.212	1.229	1.282	1.307	1.361	1.393	1.416	1.415	
	Máximo	975	975	975	995	995	995	1.115	1.015	1.015	1.065	1.065	1.109	1.190	1.190	1.225	1.225	1.250	1.295	1.330	1.390	1.430	1.430	1.415	
	Mínimo	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	1.175	1.210	1.210	1.280	1.280	1.280	1.280	1.415	1.415	
Bogotá	Promedio	1.011	1.101	1.146	1.146	1.146	1.147	1.147	1.146	1.145	1.148	1.162	1.066	1.184	1.230	1.213	1.216	1.233	1.232	1.254	1.261	1.281	1.317	1.384	1.374
	Máximo	1.095	1.148	1.155	1.155	1.155	1.165	1.165	1.155	1.155	1.160	1.175	1.175	1.225	1.230	1.230	1.230	1.265	1.280	1.305	1.329	1.329	1.366	1.459	1.445
	Mínimo	970	1.083	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.145	1.145	1.145	1.210	1.145	1.145	1.145	999	1.149	1.049	1.049	1.239	1.289	1.249
Bucaramanga	Promedio	967	1.050	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.065	1.065	1.066	1.160	1.165	1.169	1.169	1.182	1.202	1.222	1.242	1.253	1.270	1.270	
	Máximo	967	1.050	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.065	1.065	1.065	1.160	1.165	1.169	1.169	1.182	1.202	1.222	1.242	1.258	1.270	1.270	
	Mínimo	967	1.050	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.065	1.065	1.065	1.160	1.165	1.169	1.169	1.182	1.202	1.222	1.242	1.258	1.270	1.270	
Cali	Promedio	1.025	1.025	1.025	1.056	1.056	1.063	1.095	1.096	1.103	1.146	1.146	1.066	1.205	1.222	1.244	1.246	1.262	1.289	1.318	1.335	1.333	1.426	1.421	
	Máximo	1.040	1.040	1.040	1.080	1.080	1.120	1.120	1.120	1.120	1.170	1.170	1.230	1.230	1.255	1.275	1.275	1.290	1.320	1.355	1.355	1.359	1.440	1.440	
	Mínimo	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.060	1.050	1.050	1.100	1.100	1.100	1.100	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150	1.190	1.199	1.199	1.250	1.350	1.350	
Cartagena	Promedio																								
	Máximo																								
	Mínimo																								
Medellín	Promedio	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.140	1.140	1.066	1.160	1.160	1.160	1.160	1.140	1.159	960	1.230	1.313	1.470	1.459	
	Máximo	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.140	1.140	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.190	1.199	960	1.230	1.330	1.470	1.470	
	Mínimo	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.080	1.140	1.140	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160	1.079	1.079	960	1.230	1.230	1.470	1.450	
Neiva	Promedio	995	995	995	995	995	995	995	1.100	1.100	1.100	1.100	1.066	1.185	1.185	1.235	1.235	1.235	1.315	1.315	1.315	1.348	1.362	1.375	1.375
	Máximo	995	995	995	995	995	995	995	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.185	1.185	1.235	1.235	1.235	1.315	1.315	1.315	1.355	1.375	1.375	
	Mínimo	995	995	995	995	995	995	995	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.185	1.185	1.235	1.235	1.235	1.315	1.315	1.315	1.355	1.375	1.365	
Pereira	Promedio									1.100	1.150	1.150	1.066	1.210	1.210	1.235	1.255	1.268	1.290	1.355	1.355	1.390	1.390	1.390	
	Máximo									1.100	1.150	1.150	1.210	1.210	1.210	1.235	1.255	1.270	1.290	1.355	1.355	1.390	1.390	1.390	
	Mínimo									1.100	1.150	1.150	1.210	1.210	1.210	1.235	1.255	1.265	1.290	1.355	1.355	1.390	1.390	1.390	
Santa Marta	Promedio	960	960	960	980	980	980	992	1.000	1.000	1.050	1.050	1.066	1.175	1.175	1.210	1.210	1.230	1.277	1.311	1.375	1.415	1.431	1.435	
	Máximo	960	960	960	980	980	980	1.000	1.000	1.000	1.050	1.050	1.090	1.175	1.175	1.210	1.210	1.230	1.280	1.315	1.375	1.415	1.435	1.435	
	Mínimo	960	960	960	980	980	980	980	1.000	1.000	1.050	1.050	1.090	1.175	1.175	1.210	1.210	1.230	1.250	1.280	1.375	1.415	1.415	1.435	
Tunja	Promedio									1.140	1.140	1.140	1.066	1.210	1.210	1.210	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	
	Máximo									1.140	1.140	1.140	1.140	1.210	1.210	1.210	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	
	Mínimo									1.140	1.140	1.140	1.140	1.210	1.210	1.210	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	
Valledupar	Promedio	719	760	760	760	760	780	799	799	799	845	845	1.066	898	895	898	923	923	955	955	955	960	960	970	
	Máximo	719	760	760	760	760	799	799	799	799	850	850	850	900	895	900	950	950	980	980	980	990	990	990	
	Mínimo	719	760	760	760	760	760	799	799	799	840	840	840	895	895	895	895	895	930	930	930	930	930	950	
Villavicencio	Promedio							1.150	1.150	1.167	1.200	1.200	1.066	1.267	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.500	1.500	1.450	1.500	1.500	
	Máximo							1.150	1.150	1.200	1.200	1.200	1.300	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	
	Mínimo							1.150	1.150	1.150	1.200	1.200	1.200	1.250	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.500	1.500	1.500	1.500	1.499	

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS PROMEDIO DEL GAS NATURAL VEHICULAR
2009 - enero 2011

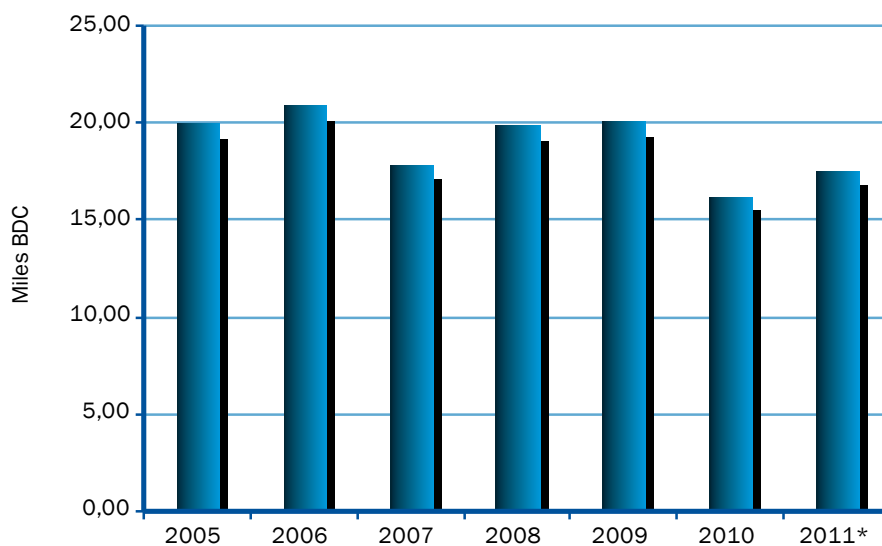
Ciudad	Estadística	2009												2010												2011					
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene					
Barranquilla	Promedio	1.416	1.397	1.397	1.444	1.407	1.407	1.407	1.407	1.407	1.407	1.407	1.407	1.407	1.407	1.407	1.444	1.444	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	1.466	1.467	1.471	1.471	1.470	1.470	1.540	
	Máximo	1.430	1.415	1.415	1.495	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.540
	Mínimo	1.415	1.395	1.395	1.415	1.400	1.395	1.395	1.405	1.405	1.405	1.405	1.405	1.405	1.405	1.405	1.445	1.420	1.420	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	1.300	1.300	1.399	1.399	1.350	1.538	
Bogotá	Promedio	1.415	1.455	1.455	1.469	1.438	1.413	1.407	1.374	1.370	1.362	1.387	1.407	1.424	1.429	1.423	1.375	1.339	1.383	1.331	1.331	1.328	1.326	1.326	1.323	1.323	1.326	1.326	1.336		
	Máximo	1.532	1.499	1.499	1.499	1.499	1.449	1.449	1.449	1.449	1.449	1.449	1.499	1.534	1.559	1.559	1.554	1.519	1.525	1.517	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	1.559		
	Mínimo	1.249	1.349	1.349	1.399	1.349	1.349	1.318	1.099	1.199	1.169	1.169	1.169	1.169	1.219	1.219	1.199	1.199	1.189	1.209	1.209	1.209	1.189	1.189	1.189	1.189	1.189	1.189	1.189		
Bucaramanga	Promedio	1.330	1.358	1.358	1.373	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.373	1.383	1.383	1.383	1.396	1.400	1.400	1.410	1.410	1.440	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450		
	Máximo	1.330	1.358	1.358	1.373	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.373	1.383	1.383	1.383	1.400	1.400	1.400	1.410	1.410	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450		
	Mínimo	1.330	1.358	1.358	1.373	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.373	1.383	1.383	1.383	1.398	1.398	1.398	1.408	1.408	1.408	1.448	1.448	1.448	1.448	1.448	1.448	1.448		
Cali	Promedio	1.432	1.454	1.454	1.500	1.199	1.386	1.393	1.412	1.414	1.415	1.418	1.418	1.418	1.449	1.454	1.451	1.451	1.508	1.542	1.546	1.546	1.545	1.545	1.546	1.546	1.545	1.545	1.612		
	Máximo	1.470	1.470	1.470	1.500	1.199	1.399	1.399	1.419	1.419	1.419	1.419	1.419	1.419	1.459	1.459	1.459	1.459	1.510	1.550	1.550	1.550	1.550	1.550	1.550	1.550	1.550	1.550	1.615		
	Mínimo	1.250	1.350	1.350	1.500	1.199	1.249	1.349	1.349	1.349	1.389	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.490	1.490	1.490	1.490	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	1.579		
Cartagena	Promedio				1.469	1.443	1.443	1.443	1.440	1.440	1.441	1.442	1.440	1.442	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.570		
	Máximo				1.480	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.450	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.570		
	Mínimo				1.465	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.430	1.435	1.435	1.435	1.435	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.505	1.570		
Medellín	Promedio	1.459	1.456	1.456	1.421	1.383	1.322	1.273	975	1.188	1.222	1.219	1.219	1.219	1.229	1.288	1.281	1.288	1.276	1.274	1.274	1.274	1.271	1.271	1.271	1.271	1.271	1.322			
	Máximo	1.470	1.464	1.464	1.425	1.425	1.365	1.299	990	1.229	1.229	1.229	1.229	1.229	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.299	1.289	1.289	1.289	1.289	1.289	1.289	1.325			
	Mínimo	1.450	1.450	1.450	1.409	1.349	1.090	1.090	899	1.029	1.199	1.199	1.199	1.199	1.199	1.249	1.229	1.249	1.239	1.249	1.249	1.249	1.249	1.249	1.249	1.249	1.249	1.289			
Neiva	Promedio	1.233	1.375	1.375	1.300	1.118	1.012	978	981	1.031	1.077	1.077	1.077	1.077	1.193	1.193	1.193	1.228	1.368	1.378	1.378	1.372	1.372	1.372	1.372	1.372	1.392				
	Máximo	1.400	1.375	1.375	1.375	1.255	1.100	999	999	1.050	1.098	1.098	1.098	1.098	1.199	1.199	1.199	1.233	1.439	1.449	1.449	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439	1.439				
	Mínimo	1.199	1.375	1.375	1.150	900	900	900	900	999	1.040	1.040	1.040	1.040	1.178	1.178	1.178	1.220	1.225	1.225	1.225	1.225	1.225	1.225	1.225	1.225	1.295				
Pereira	Promedio	1.470	1.470	1.470	1.500	1.471	1.471	1.486	1.399	1.378	1.378	1.383	1.378	1.378	1.470	1.473	1.473	1.479	1.482	1.452	1.477	1.483	1.485	1.479	1.540	1.535					
	Máximo	1.470	1.470	1.470	1.500	1.500	1.500	1.500	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.399	1.500	1.479	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.485	1.479	1.540	1.560						
	Mínimo	1.470	1.470	1.470	1.500	1.300	1.399	1.399	1.249	1.249	1.249	1.289	1.249	1.249	1.419	1.419	1.419	1.434	1.434	1.229	1.399	1.399	1.439	1.439	1.499	1.499					
Santa Marta	Promedio	1.435	1.415	1.415	1.465	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.475	1.475	1.475	1.378	1.333	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.540			
	Máximo	1.435	1.415	1.415	1.465	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.540			
	Mínimo	1.435	1.415	1.415	1.465	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.435	1.475	1.475	1.475	990	1.050	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.475	1.540			
Tunja	Promedio	1.260	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480			
	Máximo	1.260	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480			
	Mínimo	1.260	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480	1.480			
Valledupar	Promedio	920	870	870	875	750	750	750	750	750	800	800	800	800	850	850	850	885	885	885	885	885	885	885	885	885	885	943			
	Máximo	990	990	990	999	999	999	999	750	750	800	800	800	800	850	850	850	885	885	885	885	885	885	885	885	885	885	1.000			
	Mínimo	850	750	750	750	750	750	750	750	750	800	800	800	800	850	850	850	885	885	885	885	885	885	885	885	885	885	885			
Villavicencio	Promedio	1.631	1.565	1.565	1.540	1.541	1.477	1.525	1.518	1.532	1.518	1.533	1.520	1.534	1.534	1.537	1.537	1.537	1.537	1.528	1.548	1.497	1.498	1.499	1.422	1.334					
	Máximo	1.647	1.598	1.598	1.549	1.549	1.549	1.548	1.548	1.548	1.548	1.549	1.548	1.548	1.548	1.548	1.548	1.548	1.548	1.548	1.548	1.548	1.548	1.548	1.547	1.547					
	Mínimo	1.599	1.499	1.499	1.499	1.499	1.200	1.400	1.450	1.447	1.450	1.447	1.448	1.450	1.448	1.450	1.450	1.450	1.450	1.449	1.503	1.296	1.296	1.296	1.199	1.199					

Fuente: UPME.
Elaboró: Subdirección de Información.

PRODUCCIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO - GLP
(Miles de Barriles Día Calendario)
2005 - 2011*

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011*
Enero	19,25	21,81	22,02	22,17	22,71	18,14	17,45
Febrero	21,68	20,81	18,02	18,96	22,37	15,99	17,20
Marzo	21,32	15,99	15,76	17,68	21,40	16,75	17,74
Abril	20,67	21,56	16,95	20,05	19,93	12,39	
Mayo	19,77	21,70	18,12	18,74	20,01	17,42	
Junio	20,75	19,59	16,79	17,80	21,05	15,52	
Julio	19,60	20,75	17,00	16,46	20,73	15,98	
Agosto	20,78	21,05	19,60	24,10	18,89	14,73	
Septiembre	20,28	17,82	16,14	20,94	19,11	16,45	
Octubre	18,47	24,12	17,13	21,05	17,66	17,86	
Noviembre	19,02	25,05	18,94	20,78	17,94	15,33	
Diciembre	18,59	21,24	17,71	20,35	20,09	16,86	
Promedio	20,00	20,96	17,85	19,93	20,14	16,13	17,47

PRODUCCIÓN DE GLP
2005 - marzo 2011

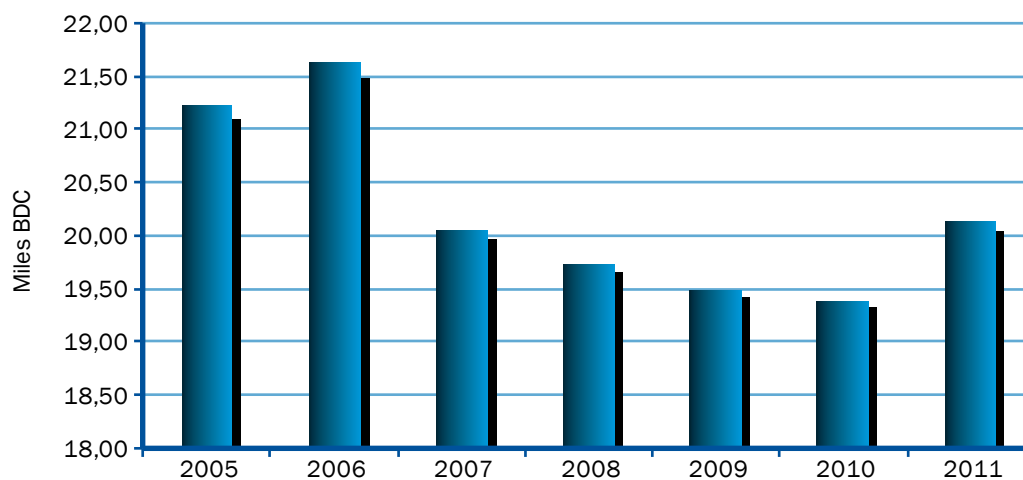


Fuente: Ecopetrol S.A.
* Actualizado a marzo 31 de 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.

CONSUMO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO
(Miles de Barriles Día Calendario)
2005 - 2011*

Mes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Enero	20,70	23,40	21,59	20,00	20,37	21,74	18,88
Febrero	22,91	23,60	20,96	22,47	20,48	18,25	19,43
Marzo	19,05	17,90	16,12	18,54	20,76	17,59	22,05
Abril	21,21	22,50	18,92	20,54	19,42	14,93	
Mayo	20,48	21,90	19,22	20,76	18,99	21,01	
Junio	22,56	22,50	19,77	20,16	20,28	20,04	
Julio	21,63	21,80	18,83	18,33	20,16	20,76	
Agosto	22,23	22,20	21,13	24,34	19,25	18,35	
Septiembre	21,24	18,90	21,27	17,11	18,16	20,83	
Octubre	20,74	21,70	20,42	18,17	17,68	20,89	
Noviembre	21,23	23,60	21,30	17,48	18,65	19,55	
Diciembre	21,05	19,90	21,40	18,88	19,68	18,68	
Promedio	21,24	21,64	20,07	19,73	19,49	19,40	20,14

CONSUMO DE GLP



Fuente: Ecopetrol S.A.
* Actualizado a marzo 31 de 2011.
Elaboró: UPME, Subdirección de Información.



Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia

La locomotora que *mueve* al país

www.minminas.gov.co • menergia@minminas.gov.co

Línea gratuita: 018000910180

