



Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia

Prosperidad
para todos



Audiencia Pública de Rendición de Cuentas

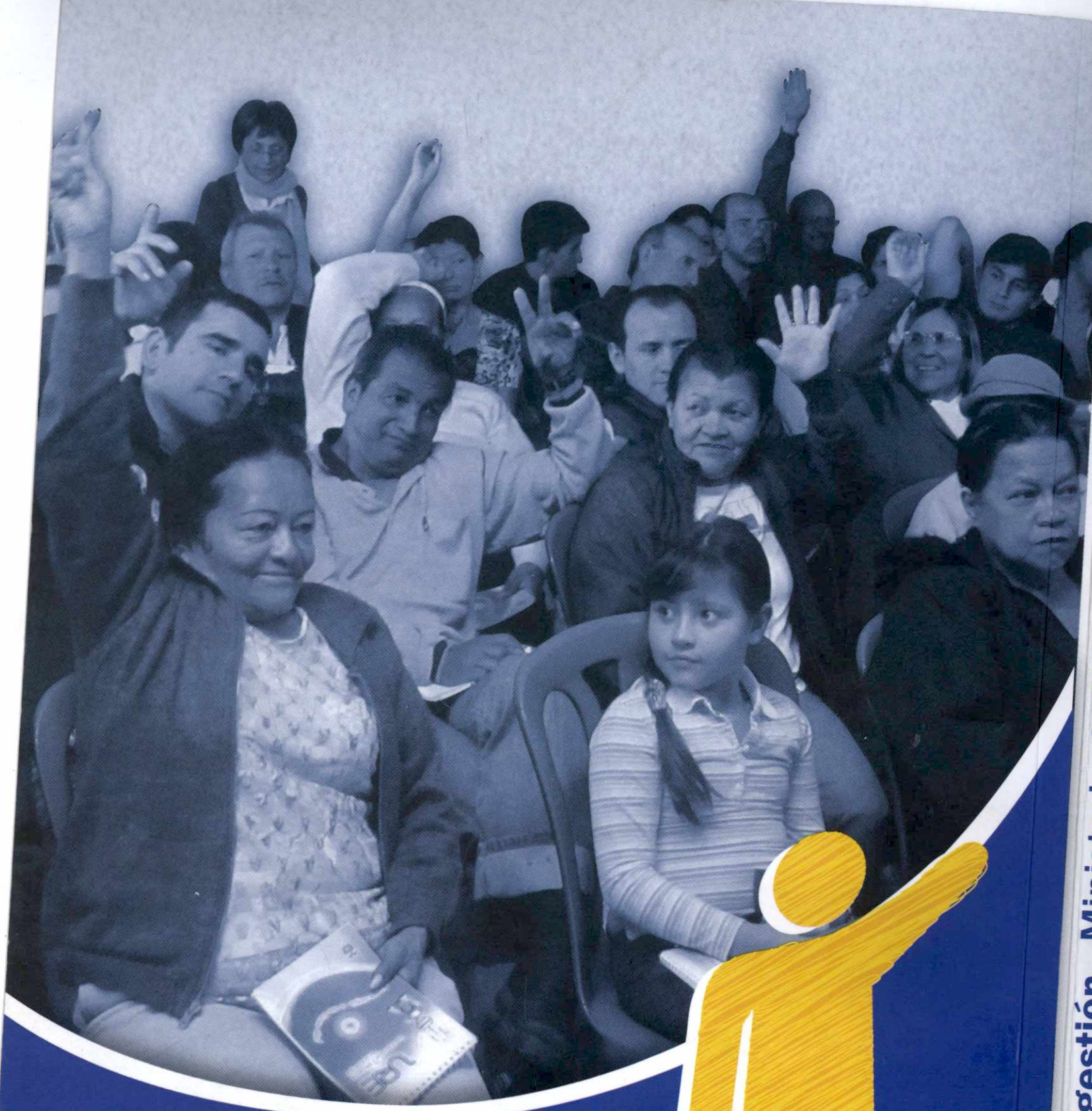
Sector minero energético



Informe de gestión

Ministerio de Minas y Energía

2010 - 2011



Servimos con energía

para mover a Colombia y al mundo

www.minminas.gov.co • menergia@minminas.gov.co

Línea gratuita: 018000910180



Ministerio de Energía

Ministerio de gestión

338.2
C718
EJ.1

Audiencia pública de rendición de cuentas/sector minero energético colombiano/Ministerio de Minas y Energía

338.2 C718a Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01006638

BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Informe de gestión

Ministerio de Minas y Energía



2010 - 2011

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministro

Mauricio Cárdenas Santa María

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 (e)

Carlos Andrés Cante Puentes

Director Técnico de Energía

Andrés Enrique Taboada Velásquez

Director Técnico de Gas (e)

Luis Alirio Pérez Jaimes

Coordinadora Grupo de Planeación
y Cooperación Técnica Internacional
Gloria Liliana Corredor Bernal

Coordinadora Grupo de Participación Ciudadana
Aida Marcela Nieto Penagos

Coordinadora Grupo de Financiera
Dora Stella Reyes González

Coordinadora Grupo de Servicios Administrativos
Doris Mahecha Barrios

Coordinadora Grupo de Talento Humano
Ruth Estela Jiménez Fajardo

Coordinador Grupo de Jurisdicción Coactiva
Roberto Leal Sarmiento

Coordinadora Grupo de Administración Documental
Margarita Lucy García Bonilla

Coordinadora Grupo de Sistemas
Martha Lucía Torres Giraldo

Coordinadora Grupo de Asuntos Nucleares
Rosa Lucrecia Torres Reyes

COMITÉ EDITORIAL

Ricardo Santamaría Daza
Asesor de Comunicaciones

Aida Marcela Nieto Penagos
Coordinadora Grupo de Participación Ciudadana

Claudia Noreña Botero
Diseñadora Visual

CONTENIDO

SECTOR HIDROCARBUROS

1.	Plan Sectorial Estratégico	16
1.1	Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y energía eléctrica	16
1.1.1	Aumentar la exploración y producción de hidrocarburos	16
1.1.2	Construir la infraestructura necesaria para asegurar el abastecimiento confiable de hidrocarburos y energía eléctrica	16
1.1.3	Fortalecer y desarrollar el marco regulatorio que garantice la formación de precios competitivos y la expansión de la infraestructura	16
1.2	Impulsar la integración energética regional	16
1.2.1	Fortalecer las importaciones lícitas de combustibles venezolanos en zonas de frontera	16
2.	Avances en las metas generales del Plan Estratégico Sectorial	16
2.1	Contratos	17
2.2	Exploración	18
2.2.1	Exploración Sísmica	18
2.2.2	Pozos Exploratorios (A-3)	19
2.3	Reservas	20
2.4	Producción	21
2.4.1	Proyectos Especiales	22
2.4.1.1	Crudos Pesados	22
2.4.1.2	Crudo Convencional	22
2.4.1.3	Gas	23
2.4.2	Contratos Exploración y Producción, E&P	23
2.4.2.1	Convenios con Ecopetrol S.A.	23
2.5	Concesión Tello	23
3.	Regalías	24
3.1	Recaudo de regalías	24
3.2	Giro de regalías	25
3.3	Cálculo de descuentos Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP	27
3.4	Desahorro Extraordinario, artículo 45 de la Ley 1151 de 2007 (Saneamiento de Cartera Hospitalaria)	29
3.5	Giro directo al Patrimonio Autónomo FIA	29
4.	Zonas de frontera	29
4.1	Aspectos relevantes de abastecimiento por regiones	29
4.1.1	Región Norte	29
4.1.2	Región Oriente	30
4.1.3	Región Orinoquía y Amazonia	30
4.1.4	Región Sur	31
4.2	Reconversión socio laboral de pimpineros	31
4.2.1	Resultados del periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y 30 de mayo de 2011	32
4.2.2	Acciones de control	32
5.	Transporte	33
5.1	Barriles transportados	36
5.2	Capacidad de almacenamiento	38
6.	Refinación y petroquímica	38
6.1	Margen Bruto de Refinación	38
6.2	Cargas a refinerías	39
6.3	Factor de Utilización y Confiabilidad	39
6.4	Inversiones	40
6.5	Proyecto Modernización de Barrancabermeja	40
6.5.1	Principales avances realizados entre julio 21 2010 hasta el 31 de mayo 2011	40
6.5.2	HSE	40

6.5.3	Asuntos externos	40
6.5.4	Ingeniería	40
6.5.5	Compras & contratación	41
6.5.6	Construcción	41
6.6	Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena	41
6.6.1	Principales hitos o acciones realizados	41
7	Suministro y mercadeo	42
7.1	Satisfacción de clientes	42
7.2	Abastecimiento de combustibles, petroquímicos y productos industriales	42
7.3	Calidad de combustibles	43
7.3.1	Diesel	43
7.3.2	Gasolina	43
7.3.3	Aromáticos y alifáticos	44
7.3.4	Asfalto	44
7.3.5	Propileno	44
7.3.6	Parafinas	44
7.3.7	Bases lubricantes	44
7.3.8	Polietileno	44
7.4	Comercio internacional	45
8	Temas regulatorios y legales	45
8.1	Agentes de la cadena de distribución de combustibles	45
8.2	Sistema de Información de Combustibles, SICOM	46
8.2.1	Logros del SICOM	46
8.3	Reglamento técnico aplicable a los agentes	47
8.4	Política de precios de los combustibles	47
8.5	Consolidación de la estructura institucional en materia de combustibles	49
9	Biocombustibles	51
9.1	Alcohol carburante	52
9.1.1	Nuevos proyectos para la construcción de plantas de etanol	52
9.2	Biodiesel	53
9.2.1	Proyectos en materia de biocombustibles	55
10	Estudios realizados y seguimientos especiales	55

SECTOR MINAS

1	Marco institucional del sector minero	58
1.1	Ministerio de Minas y Energía	58
1.2	Ingeominas	58
1.3	Gobernaciones delegadas	58
1.4	UPME	58
2	Reestructuración del sector minero	59
3	Cifras del sector minero	62
3.1	Macroeconómicas	62
3.1.1	PIB Minero	62
3.1.2	Inversión Extranjera Directa en minería	63
3.1.3	Exportaciones mineras	64
3.2	Minería	65
3.2.1	Regalías	65
3.2.2	Producción	66
4	Realizaciones y avances del periodo 2010 - 2011	66
4.1	Objetivos y metas del Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019	66
4.2	Realizaciones 2009 - 2010	67
4.2.1	Líneas para facilitar la actividad minera	67
4.2.1.1	Agenda para promover la inversión minera	67
4.2.1.1.1	Política de Promoción del País Minero	67
4.2.1.1.2	Información y atención al minero	68
4.2.1.2	Procesos ágiles y efectivos	68
4.2.1.2.1	Contratación y titulación minera	68
4.2.1.2.2	Catastro Minero Colombiano, CMC	70

4.2.1.2.3	SIMCO	70
4.2.1.2.4	Plan Estratégico de Tecnologías de Información y Comunicación para el Sector Minero, PETICs	71
4.2.1.2.5	Reservas especiales	73
4.2.1.2.6	Zonas Mineras Indígenas y de Comunidades Negras	73
4.2.1.2.7	Expropiaciones a favor de la minería	75
4.2.1.2.8	Contrato de Administración Parafiscal de La Esmeralda	75
4.2.1.2.9	Seguridad y salvamento minero	75
4.2.1.2.10	SAMA	79
4.2.1.3	Información geológica minera de libre y fácil acceso	79
4.2.2	Líneas de fiscalización del aprovechamiento minero	80
4.2.2.1	Procesos efectivos de recaudo, liquidación, distribución y giro de regalías	80
4.2.2.2	Precio base para liquidación de regalías	80
4.2.2.3	Procesos efectivos de fiscalización integral de la actividad minera	80
4.2.2.4	Programa de Legalización de Minería de Hecho	83
4.2.2.5	Programa Integral de Control a la Ilegalidad	84
4.2.3	Líneas para promover el mejoramiento de la productividad y competitividad en la minería	86
4.2.3.1	Agenda para la modernización de la minería tradicional	86
4.2.3.2	Proyectos de Fomento Minero	87
4.2.3.3	Estrategia de financiamiento para el sector minero	88
4.2.3.4	Censo Minero	89
4.2.4	Líneas para promover el desarrollo sostenible en la minería	89
4.2.4.1	Aspectos ambientales	90

SECTOR ENERGÍA

1	Evolución del mercado eléctrico	92
1.1	Evolución principales cifras de la operación y administración del Mercado de Energía Mayorista	92
1.2	Demanda de energía	92
1.2.1	Participantes del mercado	92
1.2.2	Transacciones del mercado	93
1.2.3	Intercambios internacionales de energía	94
1.3	Resumen operación y administración del mercado - 2010	94
1.3.1	Resumen cifras a abril 30 de 2011	97
1.4	Gestión de la situación energética nacional frente al fenómeno El Niño	98
2	UPME	98
2.1	Conclusiones Plan de Generación 2010 - 2025	98
2.1.1	Seguimiento al Plan	99
2.2	Transmisión de energía eléctrica	100
2.3	Convocatorias públicas	101
2.3.1	Otras convocatorias	102
2.4	Energización y ampliación de la cobertura	102
2.5	Demanda de electricidad	103
2.5.1	Proyectos OIEA	103
2.5.2	Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia 2010 - 2031	103
2.5.3	Proyecciones de demanda de energía eléctrica por sectores 2010 - 2014	103
2.5.4	Caracterización de la demanda de energía	103
2.5.5	Proyección de demanda de gas natural y combustibles líquidos	104
2.5.6	Costos de racionamiento	104
2.5.7	Caracterización energética del sector residencial	104
2.6	Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética, CACSSE	104
2.6.1	Uso Racional de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía	104
2.7	Medio Ambiente	107
3	Fondos de financiación	108
3.1	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI	108
3.2	Fondo de Energía Social, FOES	108
3.3	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI	110
3.3.1	Información estadística	110
3.3.2	Perspectivas	111
3.4	Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE	111
3.5	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, faer	111
4	Prestación del servicio de energía en Zonas No Interconectadas	112
4.1	Proyectos ejecutados, en proceso de ejecución y programados 2004 - 2010	112
4.2	Seguimiento Técnico de Proyectos Energéticos	113

4.3	Subsidios por Menores Tarifas en las ZNI	115
4.4	Siembra de higuera para obtención de biodiésel	116
4.5	Actividades y productos desarrollados por el Centro Nacional de Monitoreo, CNM	116
4.6	Telemetría de combustibles en Zonas No Interconectadas	117
4.7	Proyecto piloto de monitoreo de potenciales energéticos mediante estaciones de medición	118
4.8	Logros CNM: Centro Nacional de Monitoreo para las ZNI	119
5	Marco regulatorio del sector eléctrico	120
5.1	Mercado Mayorista	120
5.2	Medidas por fenómeno El Niño	120
5.3	Cargo por Confiabilidad	120
5.3.1	Aseguramiento de energía para el corto y mediano plazo	120
5.3.2	Demanda Desconectable Voluntaria, DDV	121
5.4	Mercado Mayorista	121
5.4.1	Medidas de promoción de la competencia	121
5.4.2	Retiro de agentes del Mercado Mayorista	121
5.4.3	Registro de fronteras comerciales	121
5.4.4	Normas del Mercado Mayorista para períodos de crisis	121
5.4.5	Cogeneración	121
5.4.6	Reconciliaciones	121
5.5	Mercado Organizado Regulado	122
5.6	Transmisión	122
5.6.1	Aprobación de inventarios a cada Transmisor	122
5.6.2	Verificación de la información de AOM	122
5.6.3	Ajuste de resoluciones relacionadas con la metodología de remuneración de la transmisión (Resolución CREG 022 de 2001)	122
5.6.4	Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada	123
5.7	Distribución	123
5.7.1	Aprobación de costos y cargos, Resolución CREG 097 de 2008	123
5.7.2	Administración, Operación y Mantenimiento, AOM	124
5.7.3	Metodología de remuneración planes de reducción de pérdidas	124
5.7.4	Calidad de la Potencia	124
5.7.5	Calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica	125
5.7.6	Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada en el Sistema de Transmisión Regional	125
5.7.7	Calidad del servicio en los sistemas de distribución local	125
5.7.8	Áreas de distribución	126
5.7.9	Alumbrado público	126
5.7.9.1	Costos máximos	126
5.7.9.2	Facturación y recaudo conjunto	126
5.7.9.3	Revisión del Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998	127
5.8	Comercialización	127
5.9	Interconexiones internacionales	128
5.9.1	Colombia – Ecuador	128
5.9.2	Colombia – Panamá	128
6	Financiera Energética Nacional, FEN	128
6.1	Principales hechos de la gestión de la FEN durante el año 2010	128
6.2	Perspectivas para el año 2011	129
7	Transporte de energía eléctrica en Colombia	129
7.1	Comportamiento de la red	129
7.2	Energía No Suministrada, ENS	129
7.3	Disponibilidad de la red de transmisión	130
7.4	Atentados a la infraestructura eléctrica	130
7.5	Torres afectadas por el invierno	131
7.6	Desarrollo tecnológico	131
7.7	Construcción de proyectos de infraestructura	131
8	Gestión comercial de ISAGEN	132
8.1	Producción de energía	133
8.2	Proyectos en ejecución	133
8.2.1	Trasvase Guarinó	133
8.2.2	Trasvase Manso	133
8.2.3	Proyecto Amoyá	133
8.2.4	Proyecto Sogamoso	134
8.3	Gestión ambiental y social	135

SECTOR GAS

1	Reservas de gas natural	138
1.1	Nuevos contratos de exploración que involucran gas natural	138
1.2	Avance de los contratos de exploración de gas natural existentes	138
2	Oferta de gas natural	140
3	Transporte de gas natural	140
3.1	Promigas S.A. E.S.P.	140
3.2	Transportadora de Gas Internacional, TGI	141
3.2.1	Expansión del sistema de gasoductos desde Ballena	142
3.2.2	Proyecto de expansión del sistema de gasoductos desde Cusiana	142
3.3	Progasur S.A. E.S.P.	142
3.3.1	Proyecto gasoducto Cali - Popayán	142
3.3.2	Proyecto gasoducto Sardinata - Cúcuta	143
3.4	Transoccidente S.A. E.S.P.	143
3.5	Transoriente S.A. E.S.P.	143
3.5.1	Construcción gasoducto Gibraltar-Bucaramanga	143
3.5.2	Operación y mantenimiento del sistema de gasoductos Barrancabermeja-Payoa - Bucaramanga	143
3.6	Transmetano S.A. E.S.P.	144
3.6.1	Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural	144
4	Comercialización de gas natural	144
5	Distribución de gas natural	146
6	Áreas de servicio exclusivo de gas natural	147
7	Fondo Especial Cuota de Fomento	147
7.1	Proyectos en ejecución FECE - MME	147
8	Fondo Nacional de Regalías	150
9	Gas Natural Vehicular	151
10	Aspectos regulatorios y/o reglamentarios de gas natural	152
10.1	Instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural	152
10.1.1	Abastecimiento de gas natural	152
10.2	Transporte de gas	152
10.2.1	Remuneración de la actividad del transporte de gas natural	152
10.2.2	Solicitudes tarifarias	152
10.2.3	Estandarización de contratos	152
10.2.4	Condiciones de acceso al Sistema Nacional de Transporte, SNT	152
10.3	Comercialización de gas natural	152
10.3.1	Definición de la nueva metodología de distribución y comercialización de gas combustible por redes	152
10.3.2	Aprobación de cargos de distribución y comercialización	153
10.3.3	Regulación sobre acceso a sistemas de distribución de gas natural	153
10.3.4	Fórmula tarifaria	153
10.3.5	Ajuste de la regulación de la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas natural	153
10.3.6	Confiability	153
11	Gas Licuado de Petróleo	154
11.1	Producción y consumo de GLP	154
11.2	Proceso de certificación de plantas de envasado de GLP	155
11.3	Periodo de transición en el esquema de cambio de cilindros universales a cilindros marcados	155
12	Aspectos regulatorios del Gas Licuado de Petróleo, GLP, 2010 - 2011	156
12.1	Fórmulas tarifarias	156
12.2	Reglamento de comercialización mayorista	156
12.3	Cargos de transporte a San Andrés Islas	156
12.4	Integración vertical	156
12.5	Calidad del servicio de distribución y comercialización minorista	156

GESTIÓN ADMINISTRATIVA

1	Participación Ciudadana	160
1.1	Participación ciudadana, responsabilidad de todos	160
1.2	Formación ciudadana para la participación	160
1.3	Audiencia pública de rendición de cuentas	161
1.4	Acuerdo para la prosperidad del sector minero	162
1.5	Seguimiento a los mecanismos de protección ciudadana	162
2	Planeación	163
2.1	Metas de Plan Nacional de Desarrollo	163
2.1.1	Hidrocarburos y gas	163
2.1.2	Minería	163
2.1.3	Energía	163
2.2	Metas y Avances del Plan Estratégico Institucional	163
2.3	Evaluación de la Implementación del Sistema de Gestión de Calidad	164
2.4	Mejoramiento de trámites institucionales	165
2.4.1	Trámites y/o Servicios relacionados con el Subsector de Energía	165
2.4.2	Trámites y/o Servicios relacionados con el Subsector de Gas	165
2.4.3	Trámites y/o Servicios relacionados con el subsector de Hidrocarburos	165
2.4.4	Trámites y/o servicios relacionados con el subsector de Minas	165
3	Gestión contractual y administrativa	166
3.1	Acciones para garantizar la transparencia en la contratación	166
3.2	Principales dificultades en la ejecución y explicaciones de las mismas	166
3.3	Plan de compras	166
4	Ejecución presupuestal	166
5	Desarrollo del talento humano	169
5.1	Nombramiento y planta de personal	169
5.1.1	Convocatoria 001 de 2005	169
5.1.2	Planta de personal	169
5.2	Capacitación	170
5.3	Bienestar	170
6	Control Interno	171
6.1	Implementación Modelo Estándar de Control Interno - meci	171
6.2	Estado del proceso contable	171
6.3	Auditoria gubernamental vigencia 2009 - 2010	171
6.4	Plan de mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República, CGR	171
6.4.1	Formulación Plan de Mejoramiento vigencia 2010	171
6.4.2	Seguimiento Plan de Mejoramiento	172
6.5	Seguimiento normas de austeridad	172
7	Gestión de tecnologías de información y comunicaciones	173
7.1	Modernización de la infraestructura de Tecnologías de la Información, TIC	173
7.2	Implementación de servicios de información	173

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 Erradication 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 Maintainence 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 de 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 Periodos de Construcción Superiores al Periodo de Planeación de la subasta del Cargo por Confiableidad
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 Confiableidad	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 Marítimas 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

Informe de gestión Ministerio de Minas y Energía 2010 - 2011

La Ley 489 de 1998, en el artículo 32 sobre “Democratización y Control Social de la Gestión Pública”, contempla las audiencias públicas como una de las acciones necesarias para involucrar a los ciudadanos y organizaciones de la sociedad civil en la formulación, ejecución, control y evaluación de la gestión pública.

En ese sentido, hoy presentamos a la ciudadanía la rendición de cuentas del Ministerio de Minas y Energía, ejercicio que acompañamos con este informe de gestión 2010 – 2011, el cual reúne información técnica, administrativa y financiera de la entidad.

El período en mención se ha caracterizado por el desarrollo de un plan de reestructuración del sector minero energético, en el marco de las facultades extraordinarias que el Congreso de la República otorgó al Gobierno para reformar el Estado. De esa manera, se dio origen a la Agencia Nacional Minera, entidad que estará encargada de administrar de manera eficiente el recurso minero colombiano y vigilar el buen funcionamiento de las actividades de explotación en todo el territorio. Con esta iniciativa el Estado colombiano le está poniendo doliente a la locomotora minera.

También se creó el Servicio Geológico Colombiano, institución que se dedicará específicamente a actividades relacionadas con el conocimiento del subsuelo. Al mismo tiempo se dio vía libre a la creación de un Viceministerio de Minas, el cual estará soportado en una dirección de gran minería y otra dedicada a la pequeña y mediana minería.

En lo que tiene que ver con hidrocarburos, sobresale el importante crecimiento de la producción en los últimos meses. Las cifras más recientes reflejan un incremento de 17,4 por ciento, al pasar de 800.000 barriles producidos en promedio por día (bpd) en octubre de 2010 a 939.895 bpd en igual mes de 2011.



A la par con este objetivo, se viene trabajando en una política orientada a garantizar, por parte de las compañías instaladas en el país, el cumplimiento de los más altos estándares ambientales, laborales y de seguridad industrial. Esta es una política que también se está replicando en la actividad minera y otras áreas del sector energético colombiano.

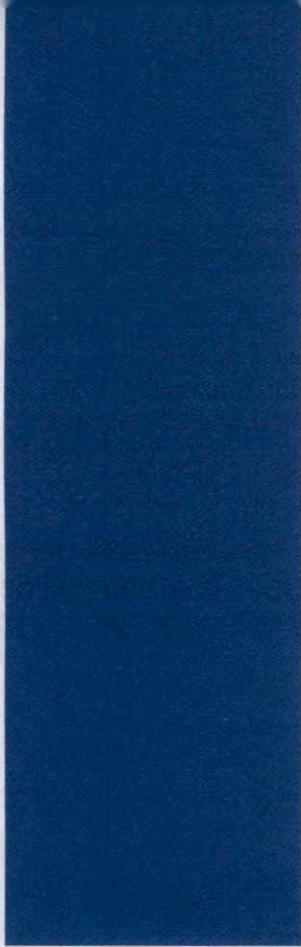
En materia de combustibles se estableció una nueva fórmula de precios, la cual se fundamenta en una mayor objetividad y transparencia. El propósito es mitigar alzas exageradas para el consumidor final, pero al mismo tiempo se abre la posibilidad a reducciones de precio, sin dejar de defender la inversión social.

Otro hecho relevante de la gestión del Ministerio de Minas y Energía tiene que ver con la expedición de la Resolución 18-1704 del 18 de octubre de 2011, mediante la cual se fijan las reglas para la exportación de gas natural colombiano y se establece un indicador que determina cuándo es posible exportar el energético, basado en el potencial de producción y la demanda nacional. Sobre esa base, se podrán firmar nuevos contratos de exportación sólo si el país cuenta con gas suficiente para cubrir las necesidades internas durante al menos 8 años.

Por otra parte, se avanza en la reglamentación de la ley que reformó la estructura de regalías en Colombia. Cabe destacar que esta iniciativa de la administración del presidente Juan Manuel Santos se origina 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 puedan beneficiar todos los colombianos.

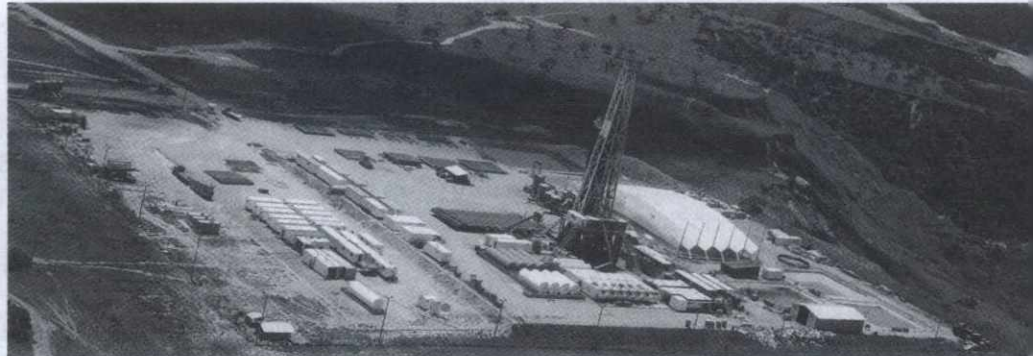
Lo invitamos a conocer en detalle el sector minero energético, una de las locomotoras del desarrollo de este Gobierno, que en su amplio espectro, incluyendo los sectores de hidrocarburos, gas, energía y minería, impacta a todos los colombianos, genera prosperidad y contribuye a mejorar la calidad de vida de los ciudadanos.

MAURICIO CÁRDENAS SANTA MARÍA
Ministro de Minas y Energía



Sector

Hidrocarburos



en las notas
generales del Plan
Estratégico Sectorial

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, Sangretero, 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.

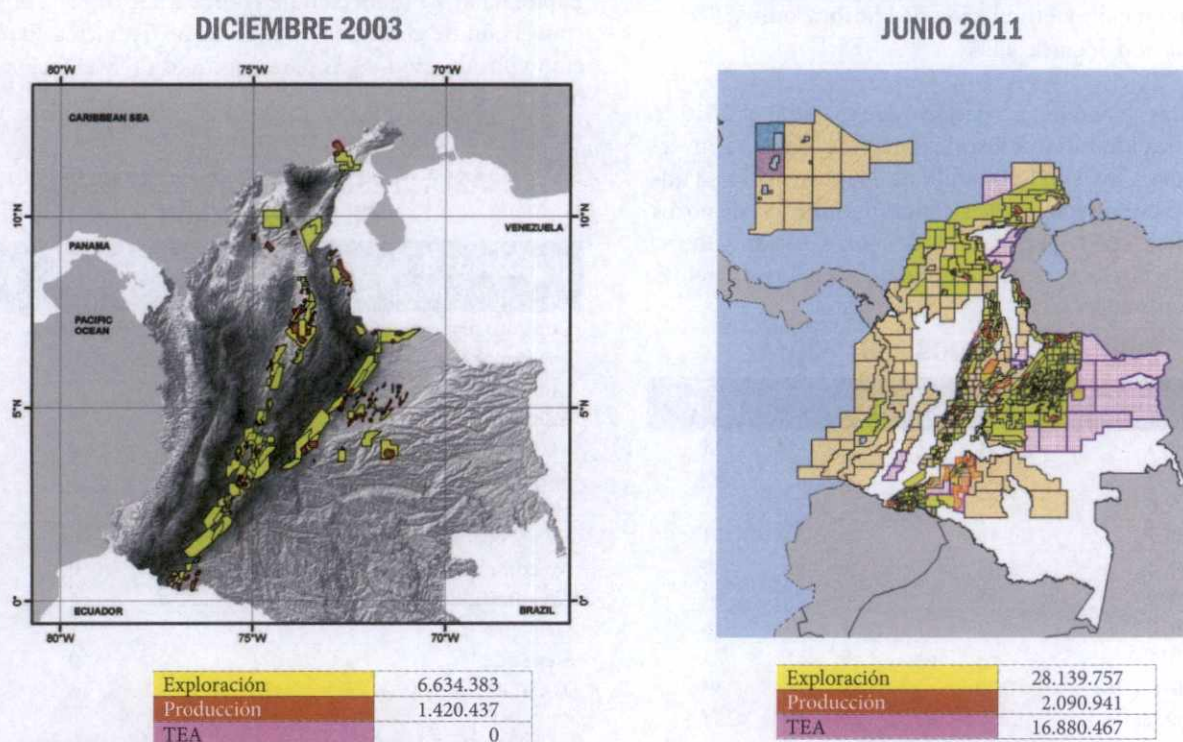
**Las propuestas E&P/TEA Los Picachos y Macaya se recibieron antes del 21 de julio de 2010.

***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 hidrocarburoso 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-

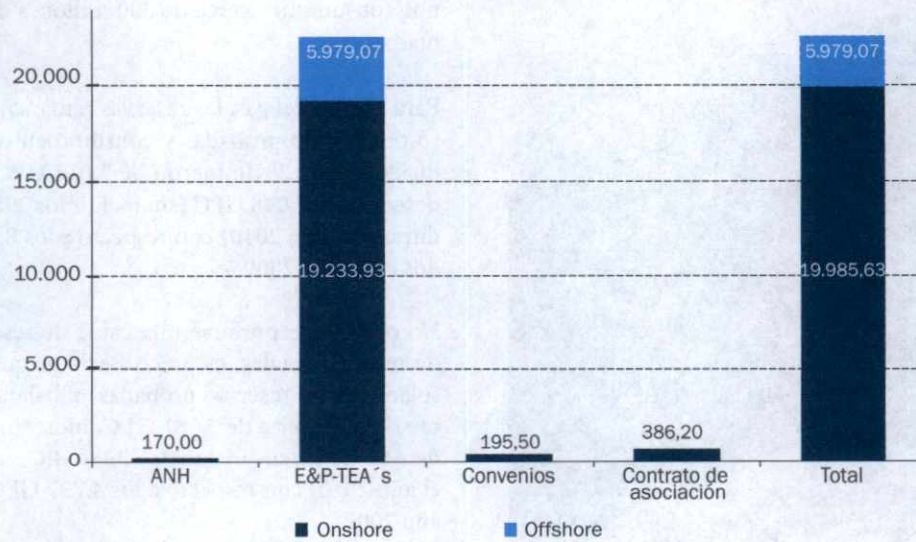
tera (p.e Los Cayos, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería y Sinú-San Jacinto, entre otras), evidencian la importancia de los resultados que se han obtenido gracias al incremento del conocimiento geológico y geofísico, así como a la acertada promoción técnica realizada.

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.

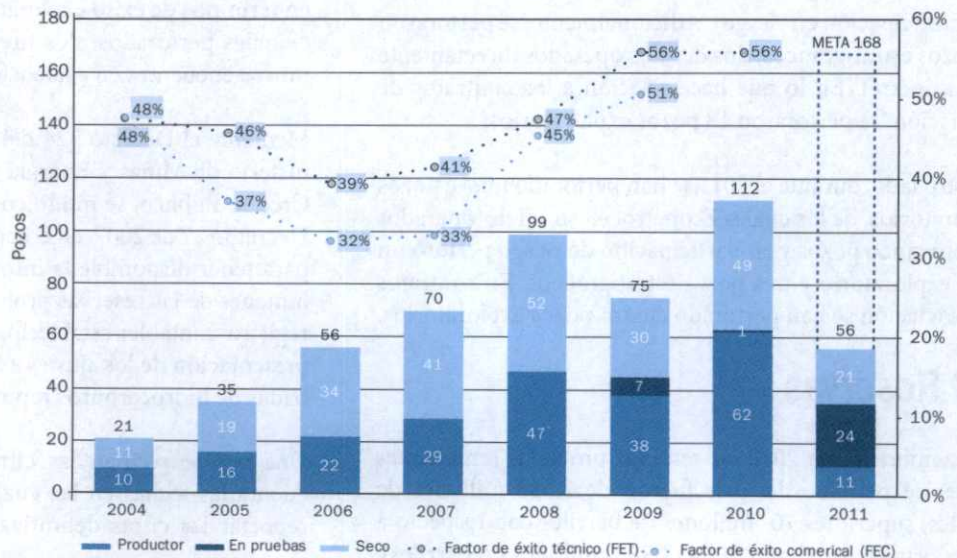
Con relación a la sísmica Nacional, fueron adquiridos 1.965 como Ecopetrol operador y 2.850 como Ecopetrol no operador. En cuanto a la sísmica internacional, se ejecutaron 11.146, de los cuales 10.024 fueron adquiridos en el Golfo de México, 764 en Brasil y 358 en Perú. La adquisición de información 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.

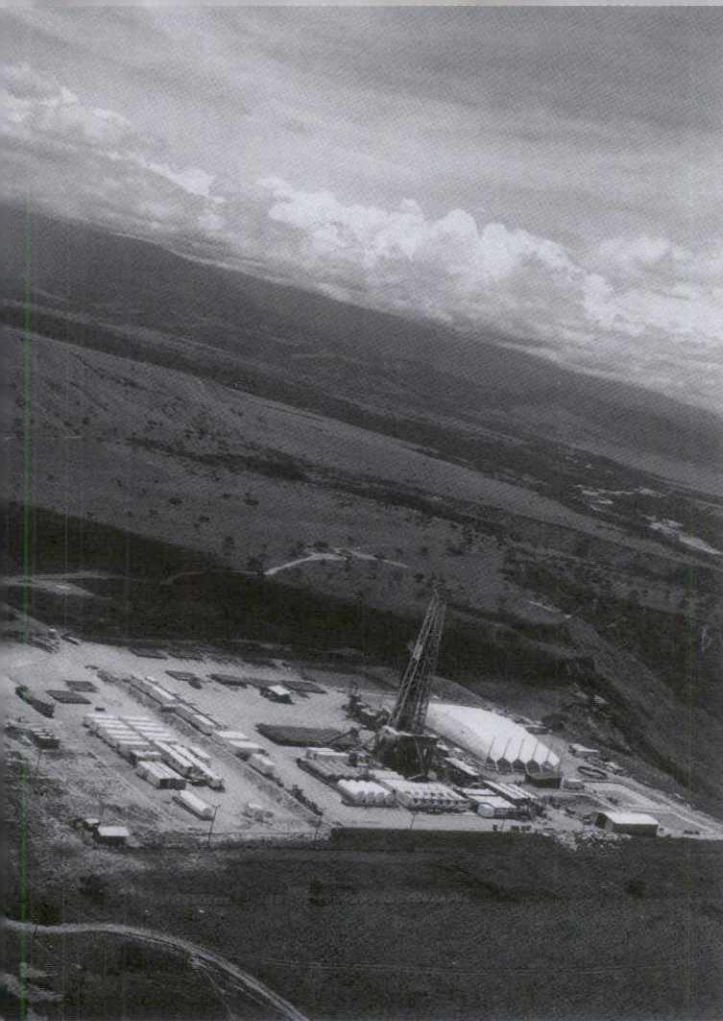
2.2.2 Pozos Exploratorios (A-3)

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.

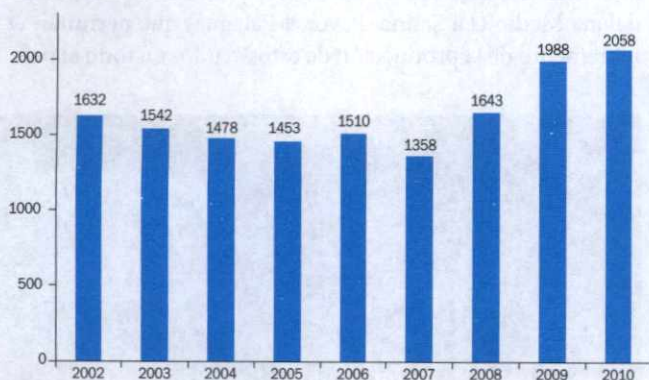
2.4 Producción

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.

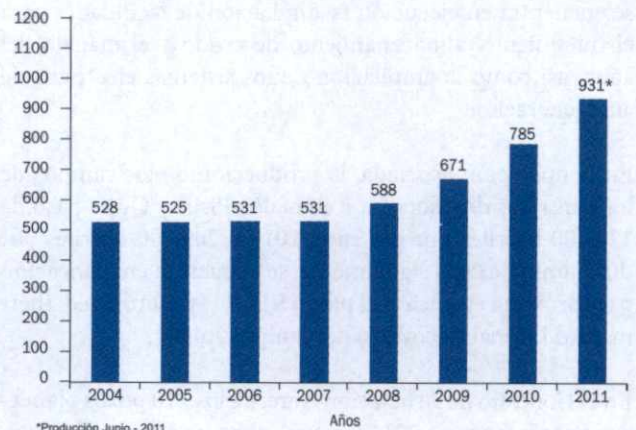
GRÁFICA 4.

RESERVAS PROBADAS REMANENTES TOTALES DE PETRÓLEO (Millones de Barriles)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (Millones de Barriles) 2004 - 2011



*Producción Junio - 2011

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

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-ácidas en pozos productores e in-

ectores, 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

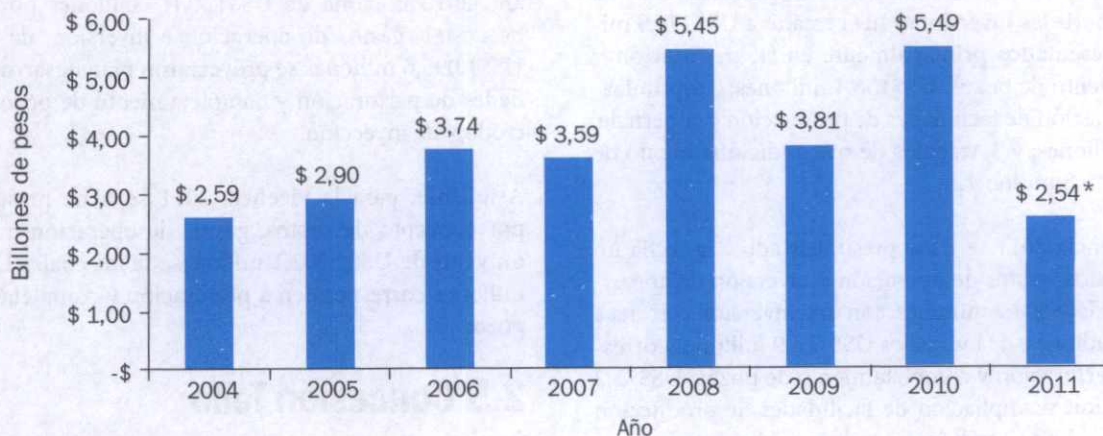
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

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:

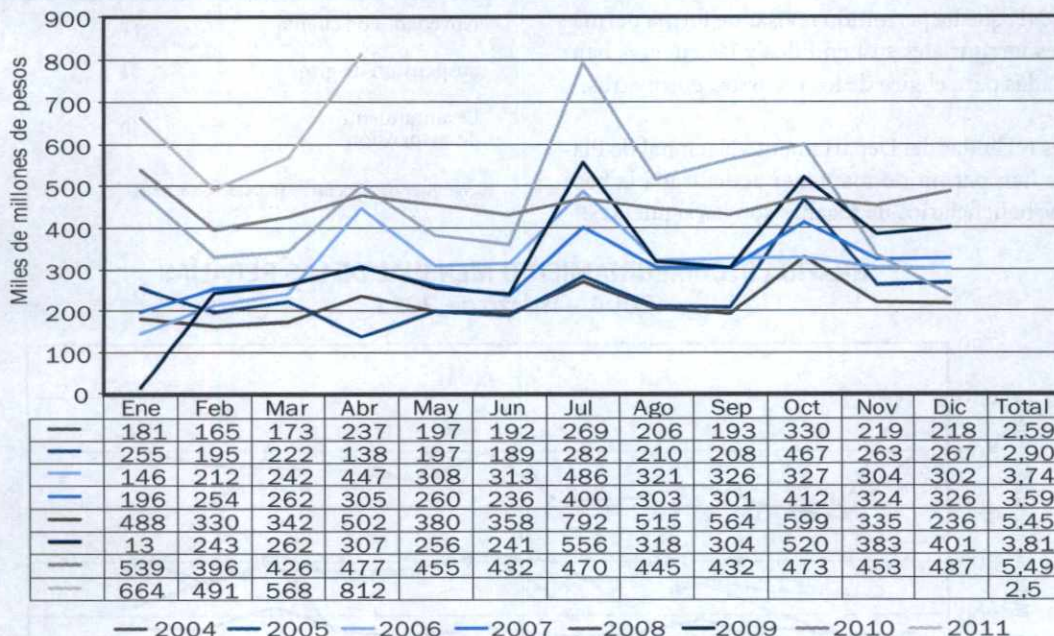
GRÁFICA 5. COMPORTAMIENTO DE REGALÍAS GENERADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL PAÍS 2004 - mayo 31 de 2011



* 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

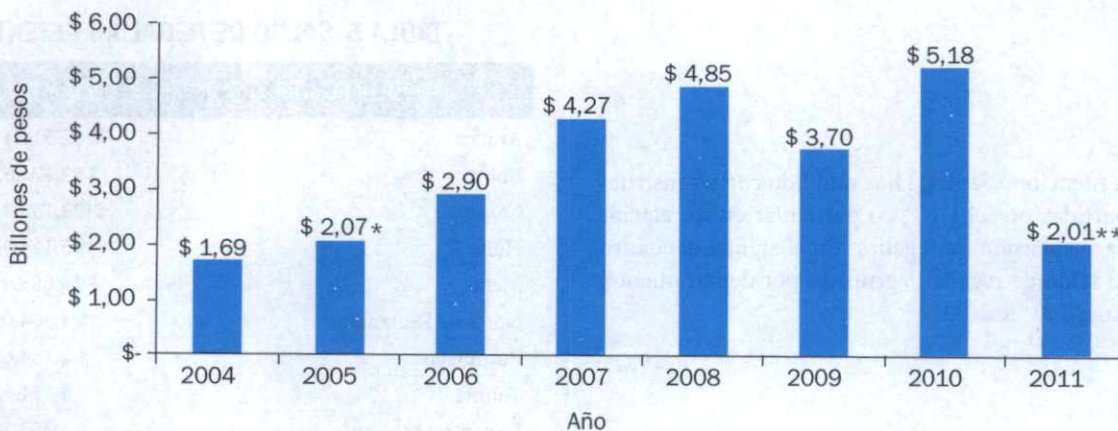


Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

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.

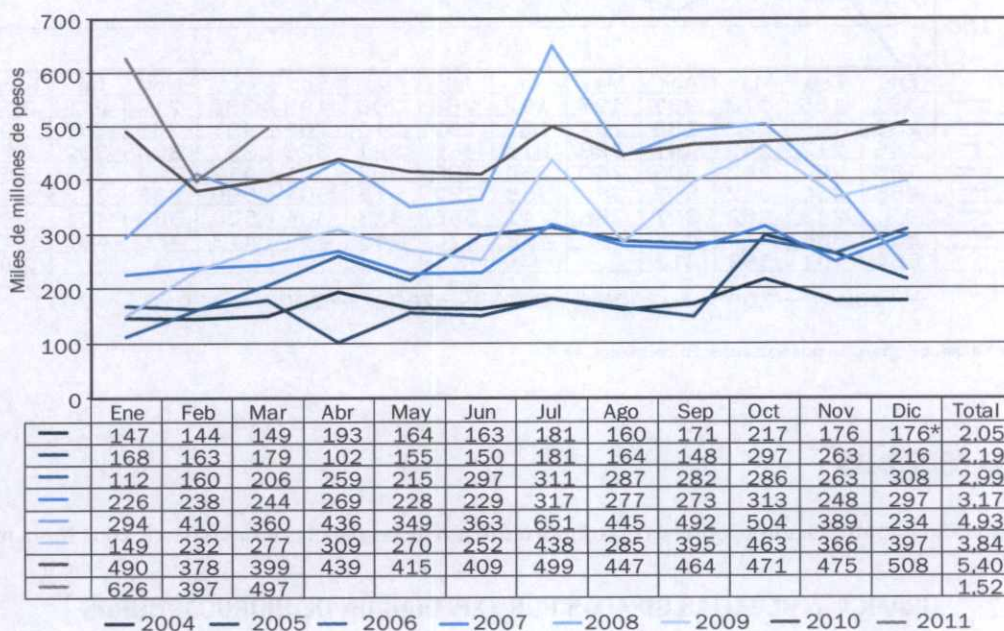
Las novedades recibidas del Departamento Nacional de Planeación y que han permitido mantener actualizada la base de datos de los beneficiarios de regalías son las siguientes:

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.

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

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:

*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

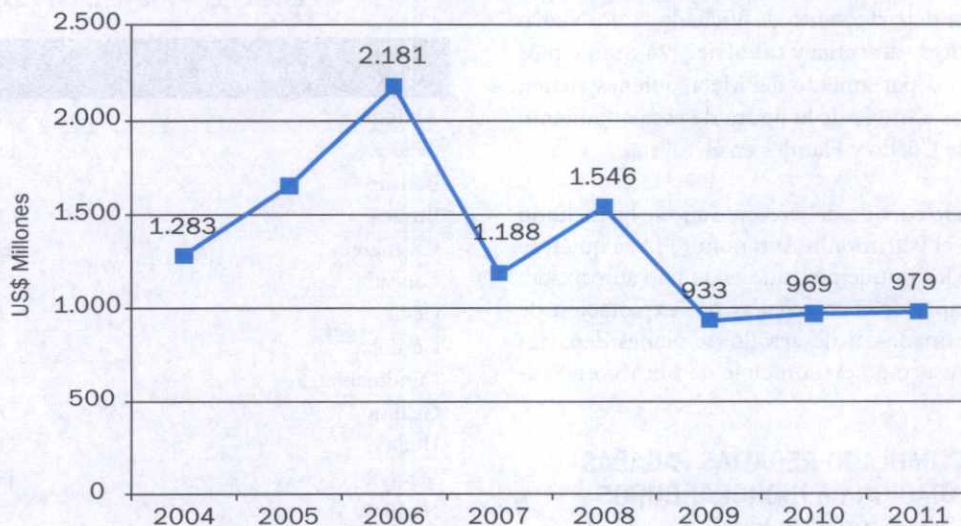
Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del MME, la ANH procede a: “Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, 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.

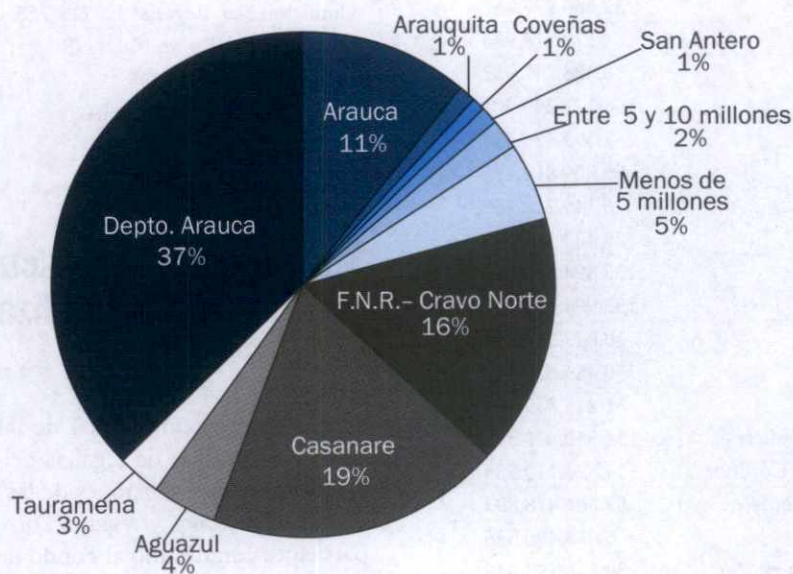
A continuación se presenta el comportamiento del saldo del FAEP de los últimos 7 años y hasta mayo 31 de 2011, así:

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 refinería 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 permitiera, como mezcla en la refinería 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, DISCOWACOOP 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 refinería de Cartagena a través de las plantas mayoristas de Vopak, planta conjunta Mamonal, Petromil, Palermo, Baranoa, Galapa, Promin y de la refinería

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 Acandí 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 la 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 período 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 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 CUPIAGUA CUSIANA	Transportar una producción inicial de gas natural de 140 MPCED y de 210 MPCED en el 2017, desde la futura planta de gas Cupiagua 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>

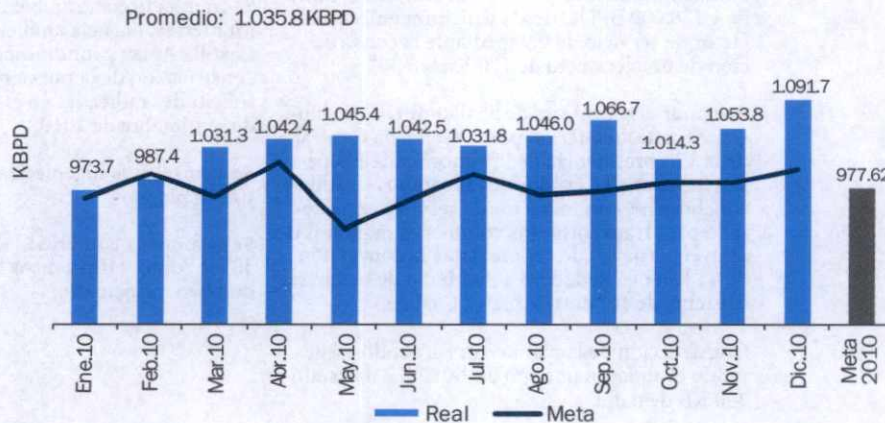
<p>AMPLIACION CAPACIDAD TRANSPORTE DILUYENTE A 120 KBPD</p>	<p>Viabilizar el transporte por oleoductos hasta 470 KBPD de crudo pesado del departamento del Meta, garantizando el suministro de hasta 120 KBPD de diluyente mediante la ampliación de la capacidad de transporte del Poliducto Andino de 53 KBPD 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 KBPDC 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 raspa-dores 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

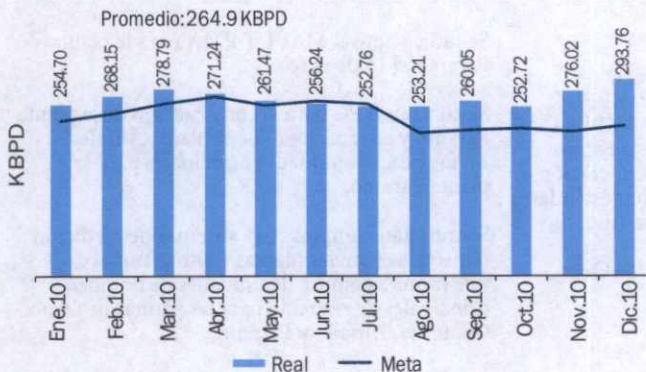
En el año 2010, a través del sistema de transporte por ductos, se transportaron en promedio 1.035,8 KBPD, frente a una meta de 977,6 KBPD, correspondientes a 264,9 KBPD (25,6%) de productos refinados y 770,9 KBPD (74,4%) de crudos, para un cumplimiento total del 106%, como se observa en las siguientes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

**GRÁFICA 11. CUMPLIMIENTO VOLUMÉTRICO
Año 2010**



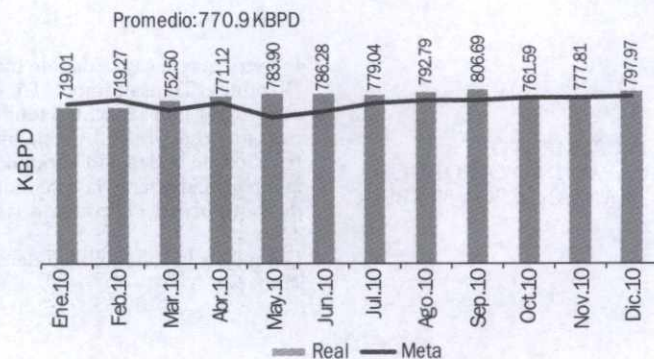
Fuente: Ecopetrol S.A.

**GRÁFICA 12. CUMPLIMIENTO VOLUMÉTRICO
REFINADOS
Año 2010**



Fuente: Ecopetrol S.A.

**GRÁFICA 13. CUMPLIMIENTO CRUDOS
Año 2010**

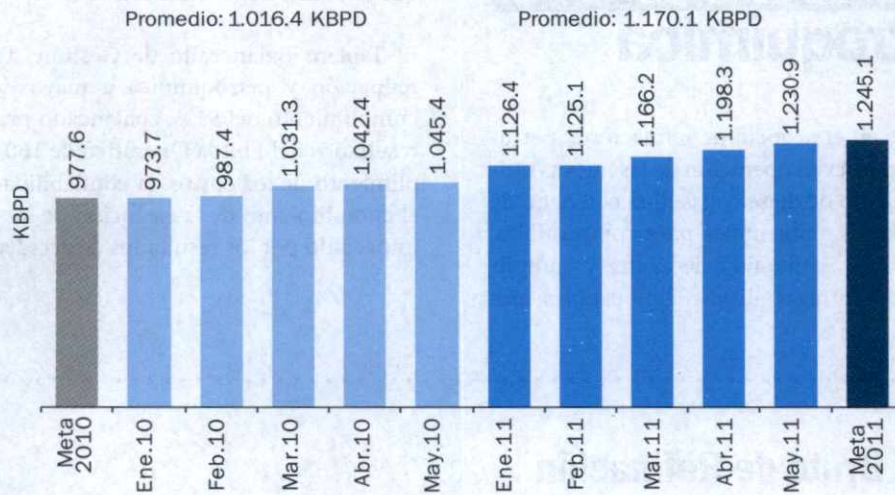


Fuente: Ecopetrol S.A.

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%.

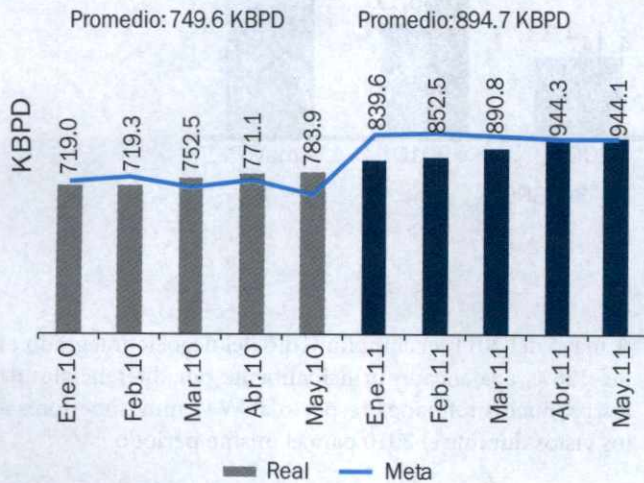
De acuerdo con el volumen promedio día transportado entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2010 (1.016,4 KBPD), se evidencia un crecimiento de 153,7 KBPD respecto al volumen promedio día transportado en el primer trimestre del año 2011 (1.170,1 KBPD), correspondiente principalmente al incremento en el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

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



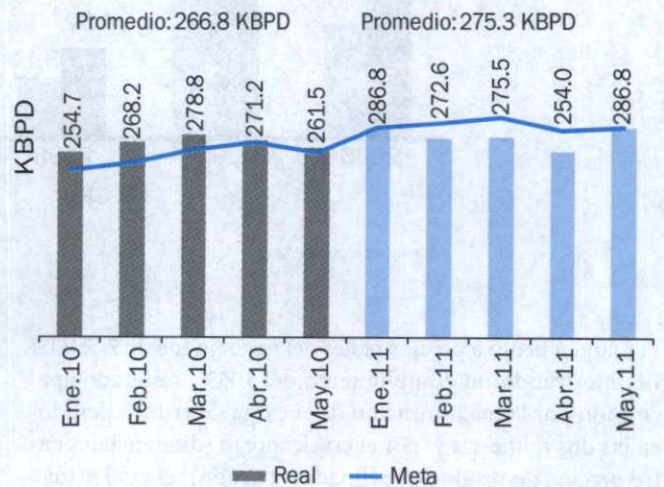
Fuente: Ecopetrol S.A.

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.

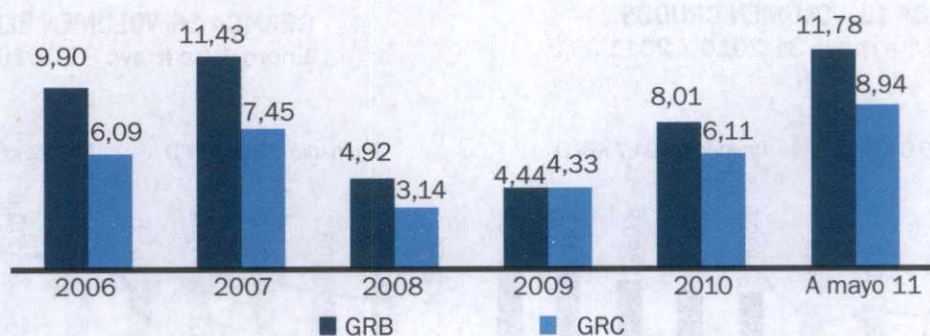
También se resalta la implementación de estrategias para el mejoramiento de la accidentalidad, seguridad de procesos y recuperación de la confiabilidad de las instalaciones, así como la optimización de 31 MUS\$ en los costos de nuestro proceso de mantenimiento y de los combustibles, entre otros, en la 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 carrotanques; 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 Viscorreductora en octubre y la parada técnica de la Unidad de Cracking.

GRÁFICA 18. CARGAS DE CRUDO (KBDC)

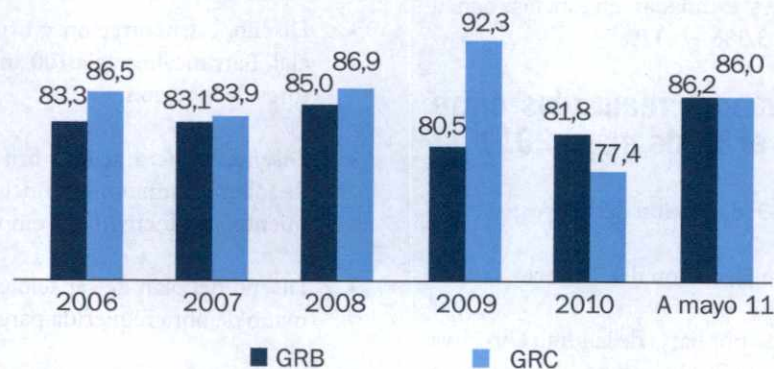


Fuente: Ecopetrol S.A.

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 (%)

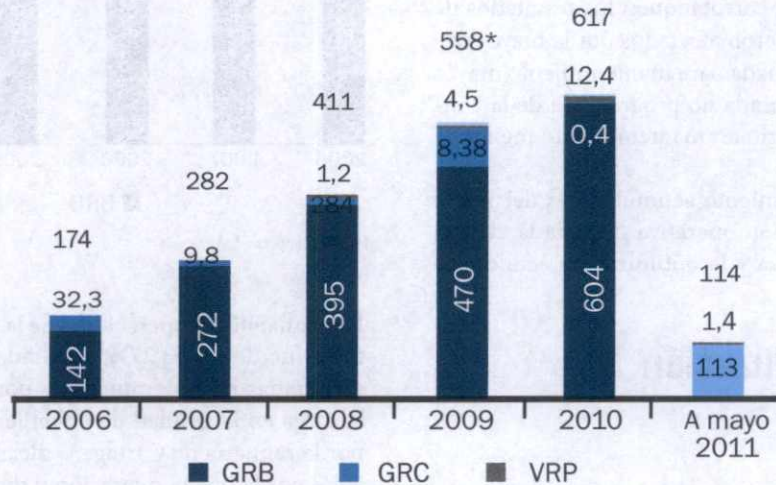


Fuente: Ecopetrol S.A.

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 relocará 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 Barranca-bermeja 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

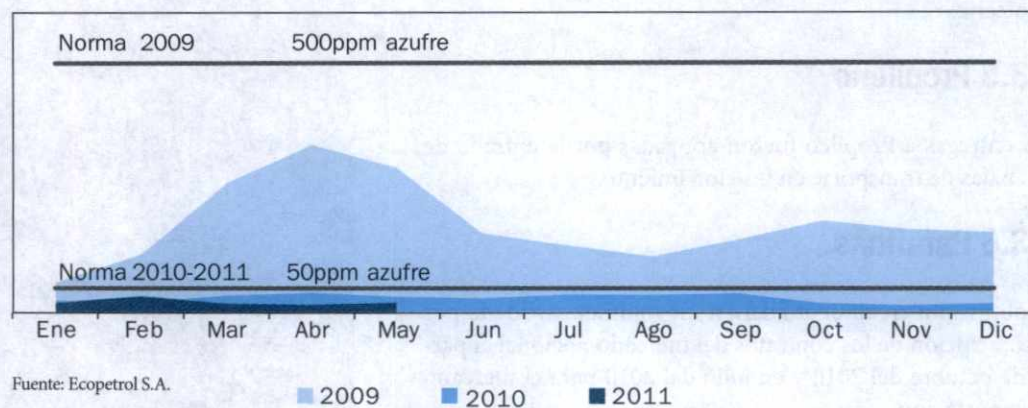
de 50 partes por millón, ppm, de azufre, y a los Sistemas Integrados de Transporte Masivo en todo el país, este diesel se conoce como diesel limpio. En el resto del país, se hizo una reducción del más del 90% en el contenido de azufre en el diesel, pasando de 2.500 partes por millón, ppm, de azufre en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

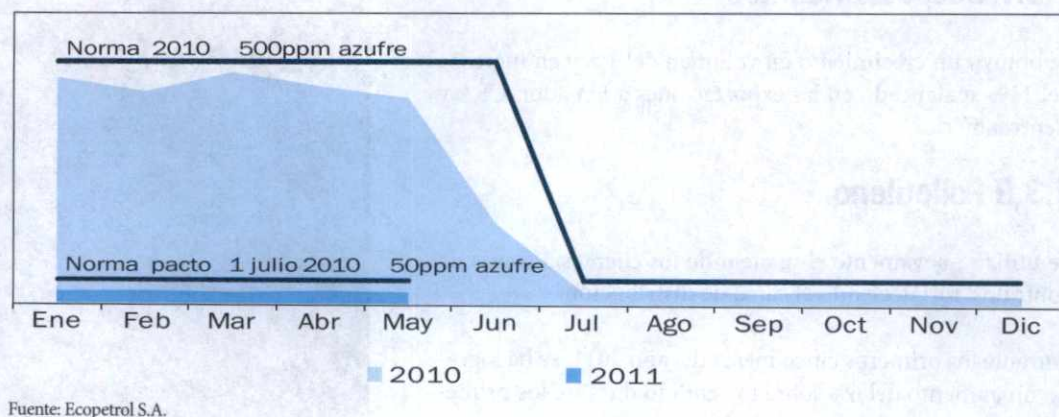
7.3.2 Gasolina

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 millardos. 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).

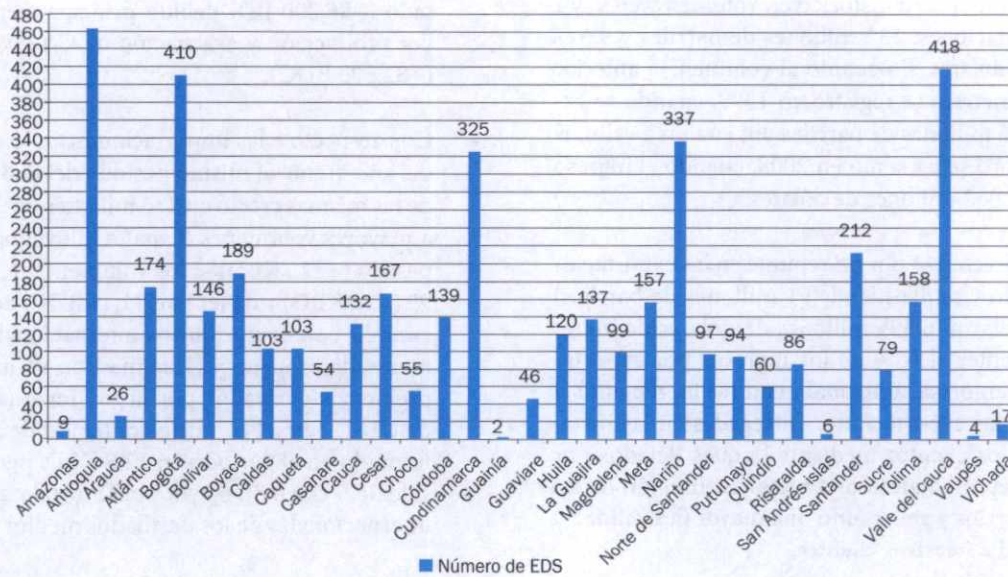
- Con respecto a las importaciones, en lo que va corrido del año, frente al mismo periodo del año 2010, el valor de las mismas creció en 236 millones de dólares, debido a mayores volúmenes de nafta diluyente para el crudo pesado (+12,7KBD), a los volúmenes de Gasolina Ron 95 (+1,3KBD) y de Jet Fuel (1,4KBDC) 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 legali-

dad 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.

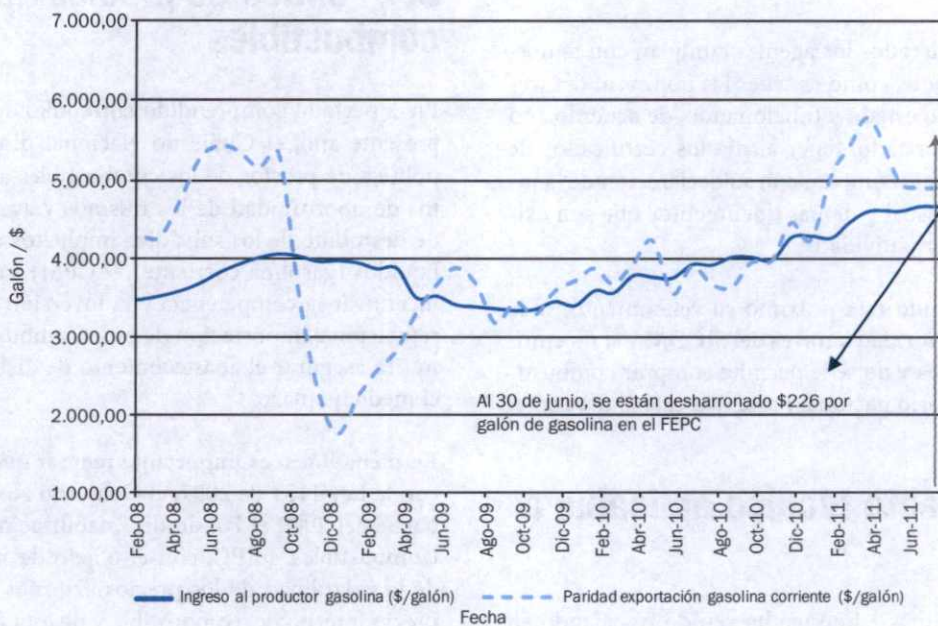
En dicha línea, es importante reiterar que en concordancia con la Ley 1151 de 2007, el Gobierno Nacional estableció a partir del 2009 el Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles, FEPC, con el objeto de mitigar el impacto de la volatilidad de los precios externos del petróleo en el precio 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.

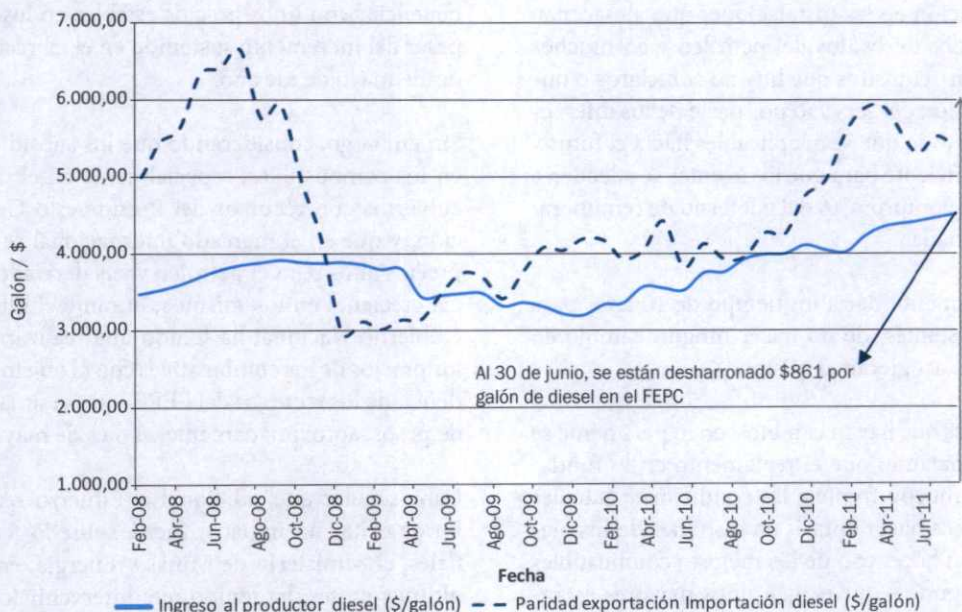
Sin embargo, considerando que los subsidios aún restantes en los combustibles, especialmente en el diesel, ya no son cubiertos con recursos del Presupuesto General de la Nación, y que en el mercado internacional se han presentado precios altos para el petróleo y sus derivados y una tendencia creciente 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:

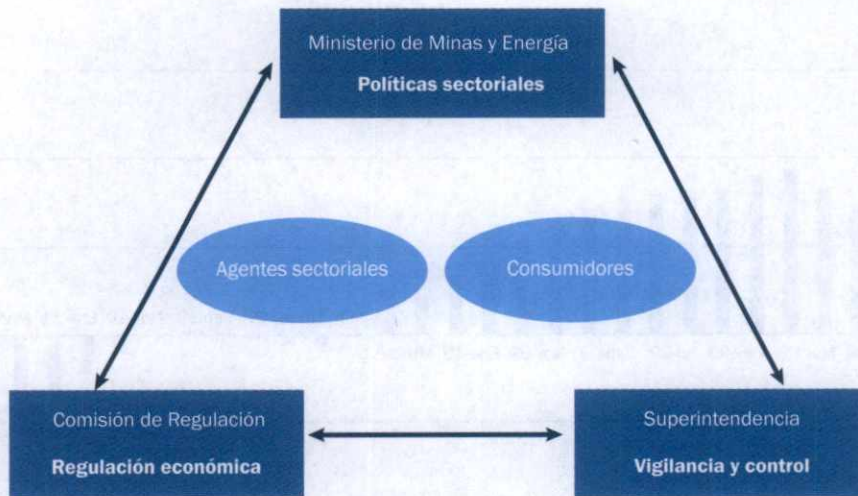
- Poner en funcionamiento diferentes alternativas para financiar el funcionamiento del FEPC, sin perder el norte de la política de precios. Este tema incluye:
 - Impuestos que se puedan manejar flexiblemente frente a precios internacionales altos de más de US\$90 dólares por barril.
 - Utilizar parte 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.



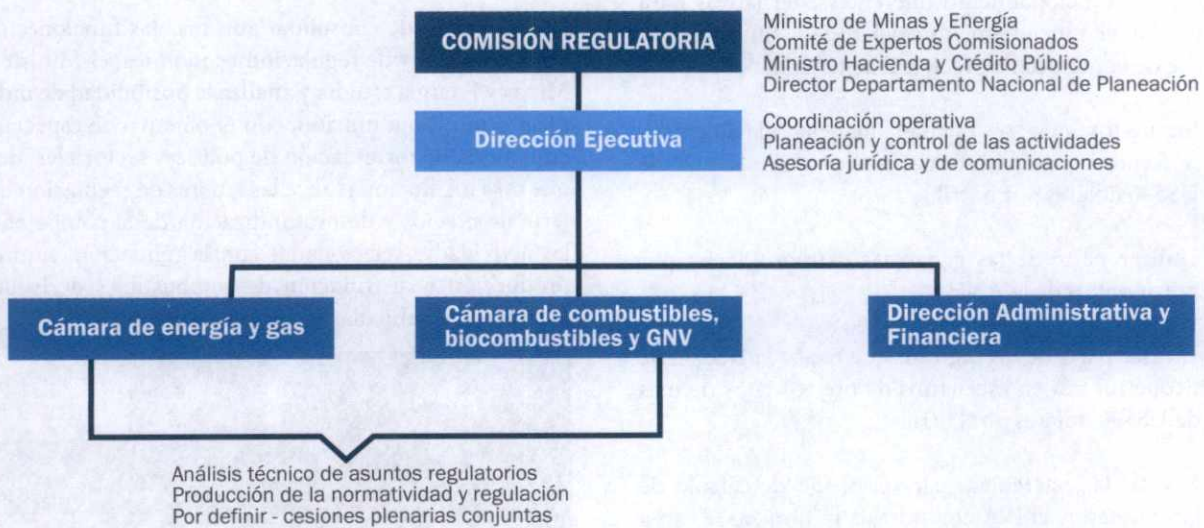
GRÁFICA 27. REESTRUCTURACIÓN SECTORIAL



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 Cenicaña.

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.

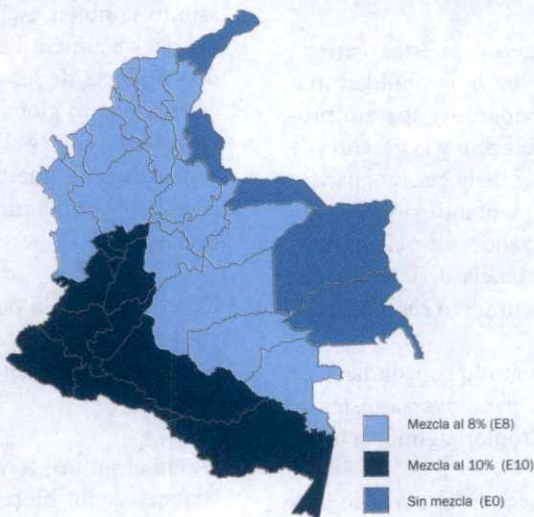
GENERACIÓN EMPLEO:

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.

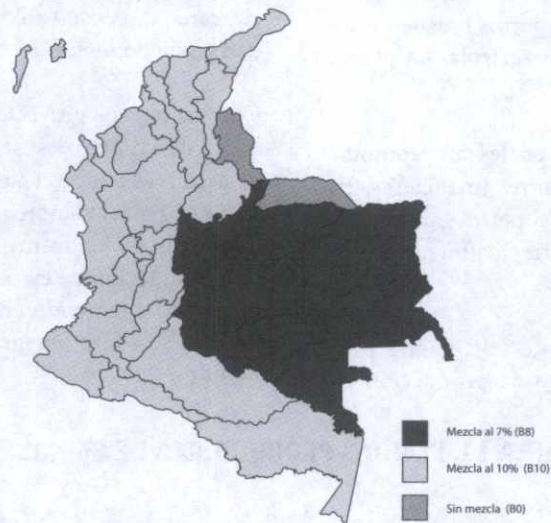
9.2 Biodiesel

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 BIODIESEL

Región	Empresa	Inversión (USMM)	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
Oriente 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 Guaroano- 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 las 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 instrumentos 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.

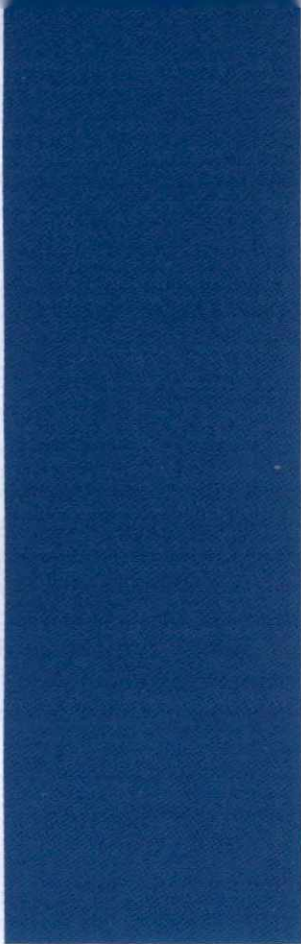
Durante el segundo semestre la UPME definió la nueva metodología para la asignación de volúmenes máximos de combustibles exentos de impuestos de IVA, arancel e impuesto global y a un total de 898 estaciones de servicio ubicadas en las Zonas de Frontera de 12 departamentos se calculó un volumen que rebasó 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:

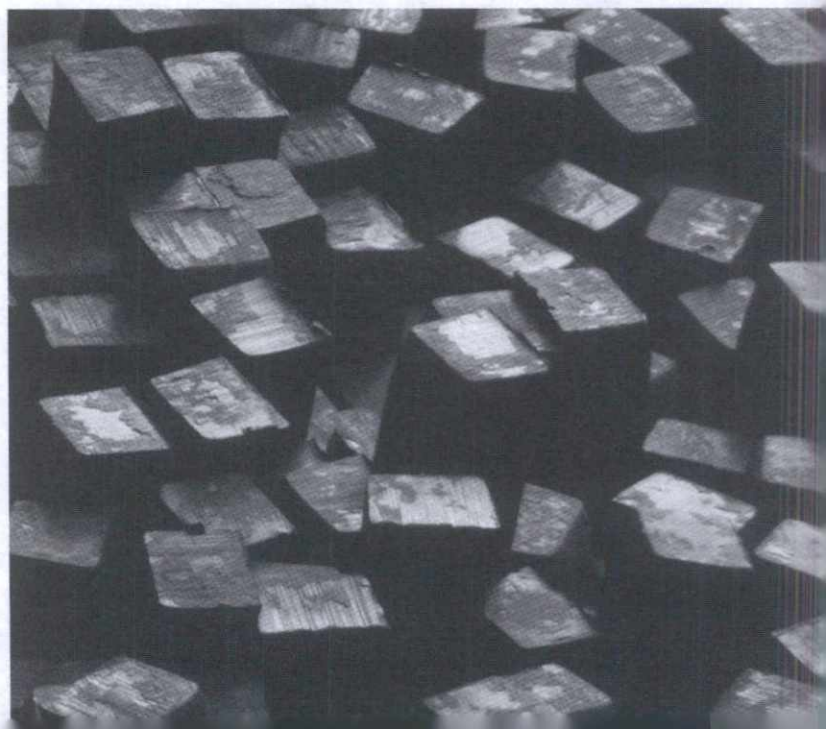
TABLA 1. GOBERNACIONES DELEGADAS

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.

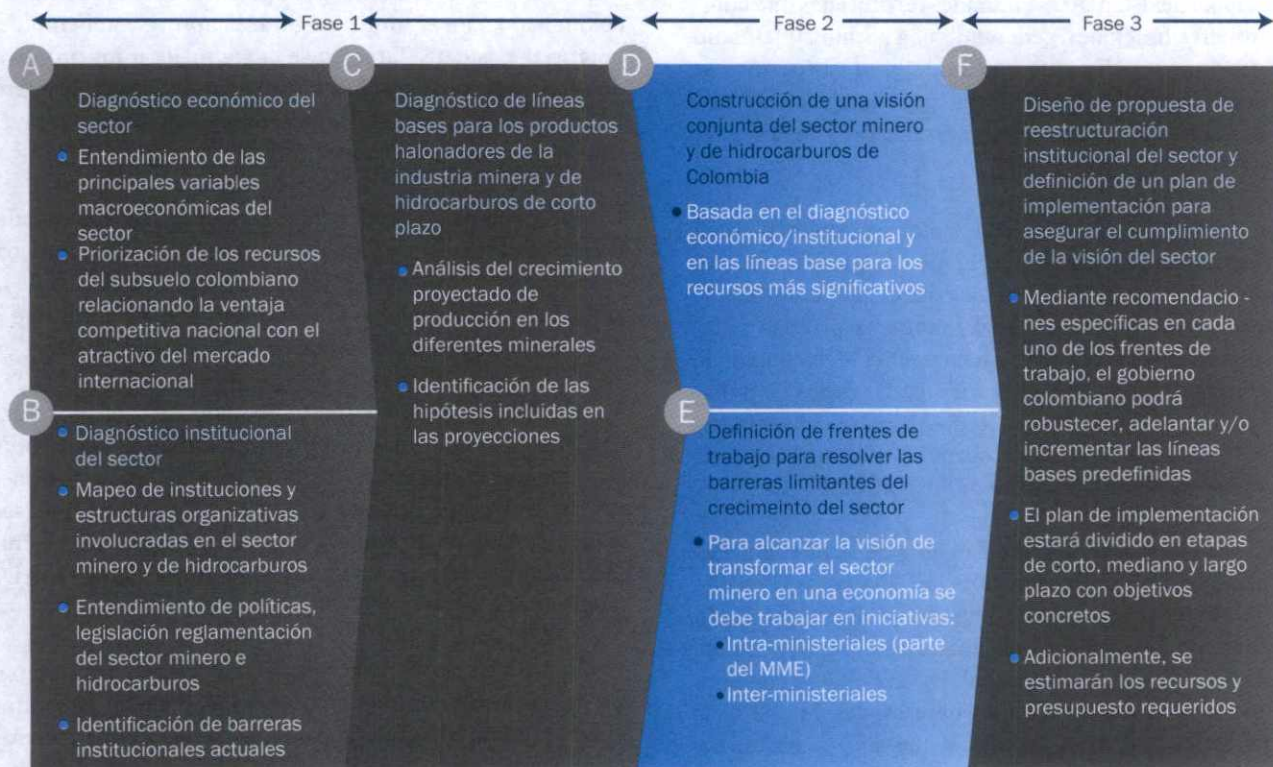
Ingeominas: Conocimiento geológico básico del subsuelo. El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, IPSE: Planeación y promoción de soluciones energéticas para las Zonas No Interconectadas, ZNI.

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%

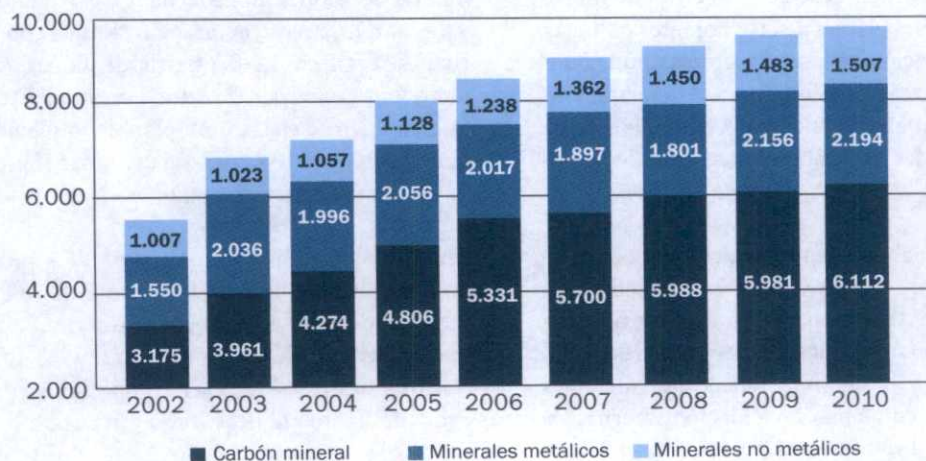
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, Series desestacionalizadas.

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 mine-ro, 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. Adicio-nalmente, el comportamiento de los precios internacionales de los minerales, especialmente del carbón y del oro, ha ayu-dado a incrementar el PIB.

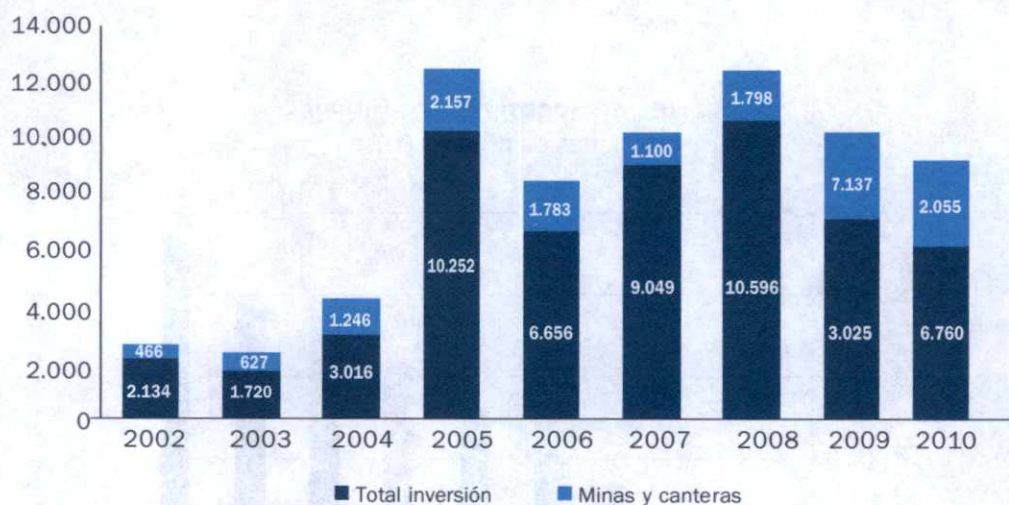
3.1.2 Inversión Extranjera Directa en minería

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 periodo 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
Ferroníquel	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.

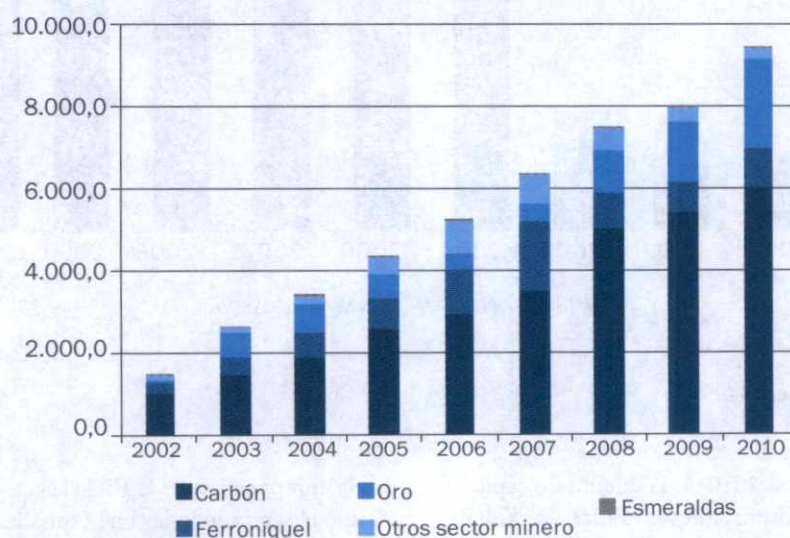
3.1.3 Exportaciones mineras

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 ferroníquel (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

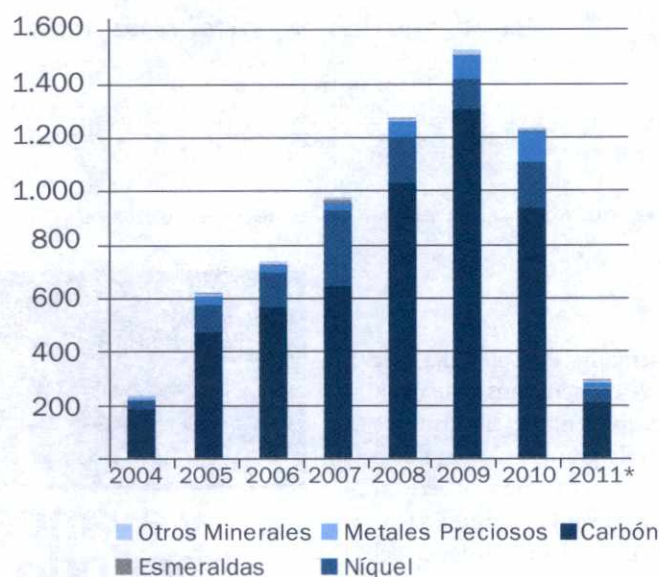
3.2.1 Regalías

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

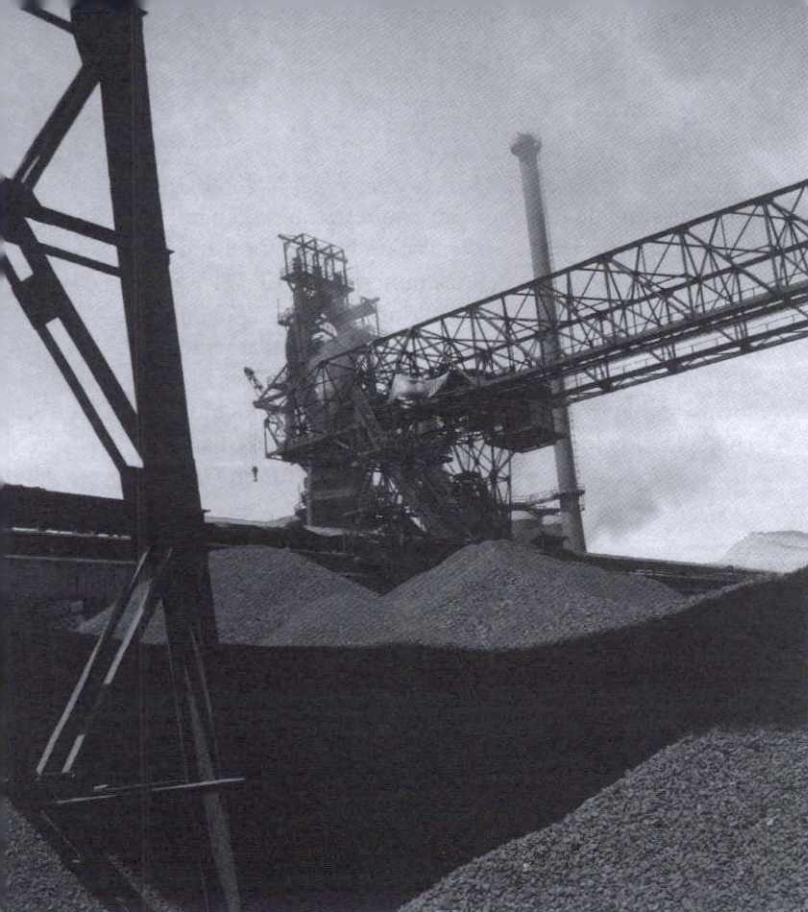
La producción minera más representativa de Colombia es la del carbón, la cual ha aumentado de manera constante y sistemática en los últimos años, distribuyéndose en términos generales 90% para la producción de gran escala del norte del país, en donde se encuentran proyectos como: Cerrejón Zona Norte, 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 estructura 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 descu-

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.

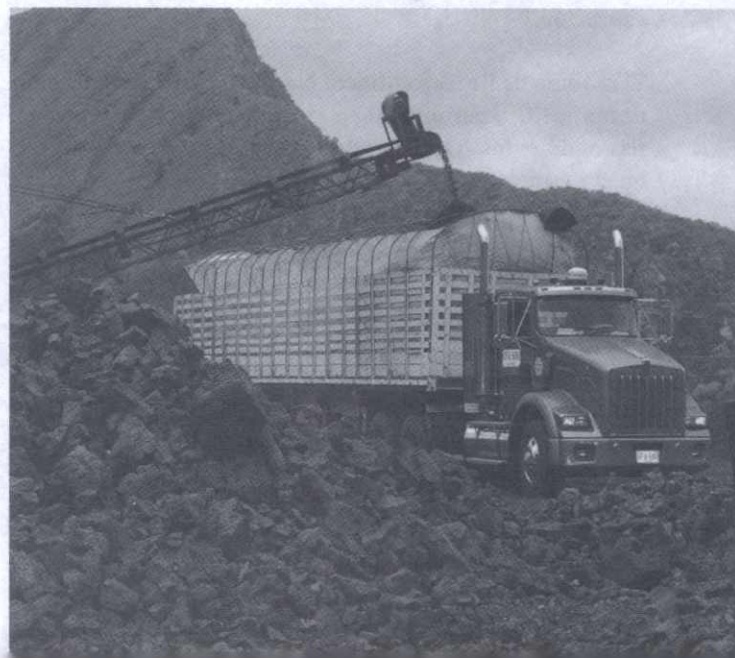
Analizando lo anterior, podemos concluir que los minerales que en el periodo tienen mayor área titulada corresponden a metales preciosos con el 70%, seguido por carbón que comprende el 13%, materiales de construcción 11%, otros minerales 5% y las esmeraldas con el 1%.

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

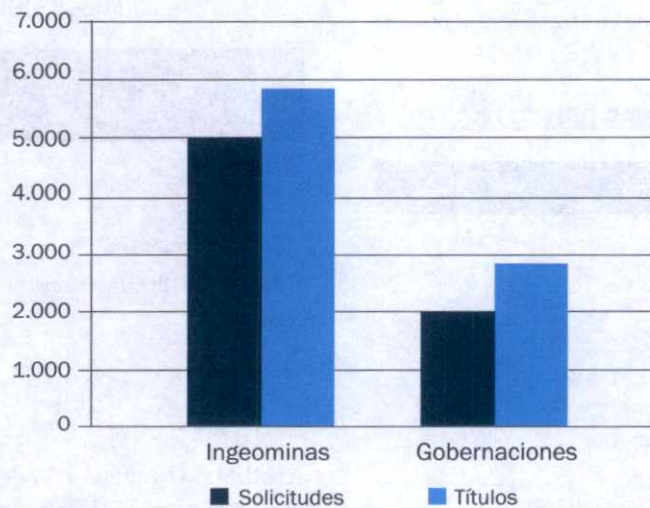
Fuente: Ingeominas



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.

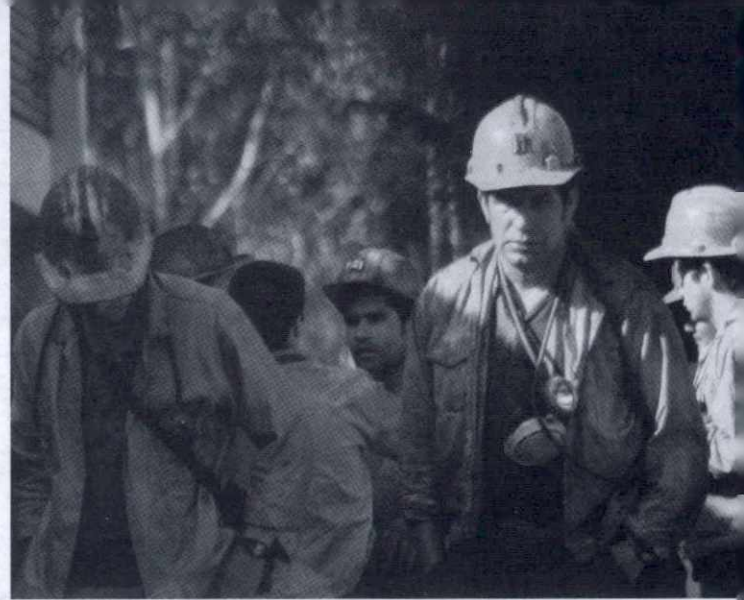
4.2.1.2.3 SIMCO

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.



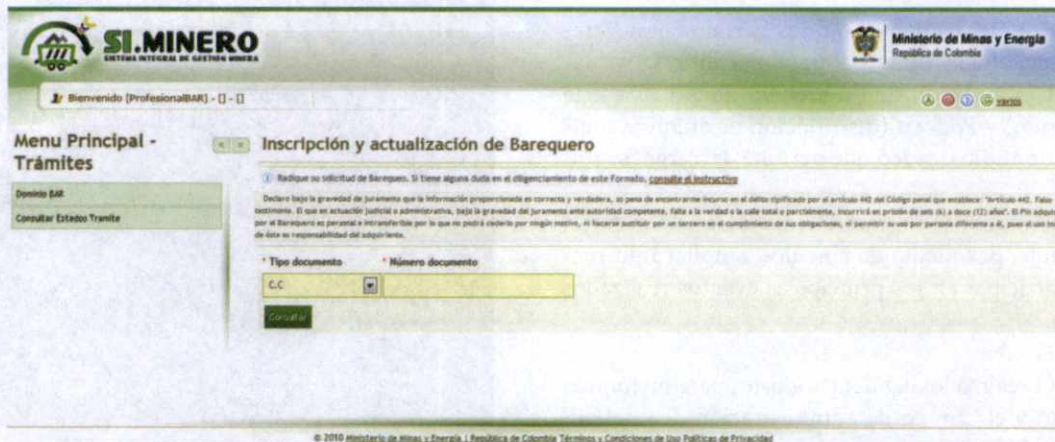
4.2.1.2.4 Plan Estratégico de Tecnologías de Información y Comunicación para el Sector Minero, PETICs

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 8º, 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 Geoportal 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	Valparaíso	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	Villacontó	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 presentado 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

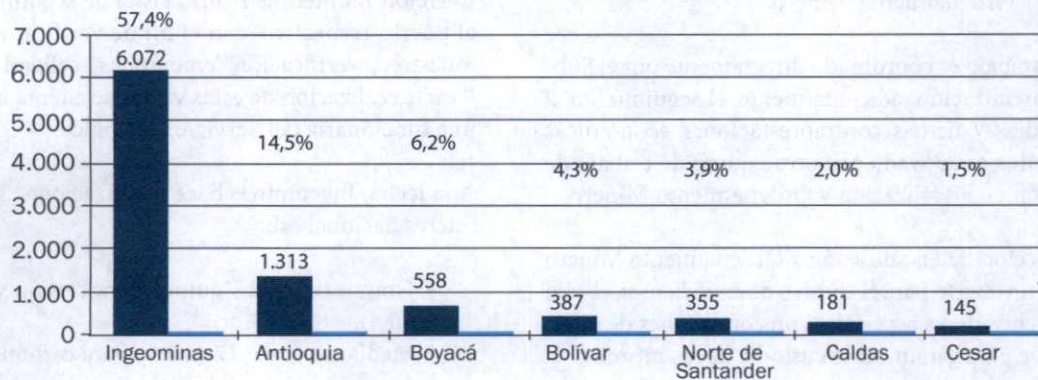
Como administradora del recurso minero, la autoridad minera tiene la función de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las obligaciones que contractualmente se establecen a los concesionarios mineros, procurando con ello el aprovechamiento racional de los recursos minerales, bajo criterios de sostenibilidad 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	
	Total Radicadas	Trámite para visitas realizadas	Visitas realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En trámite de PTO y PMA	Para firma de contrato	Contratos suscritos	Archivadas
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	
	Total radicadas	Trámite para visitas realizadas	Visitas realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En trámite de PTO y PMA	Para firma de contrato	Contratos suscritos	Archivadas
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. Agosto de 2010	DAS, Ejército, Codechocó.	Zona rural del corregimiento de Certegui, Corregimiento de Raspadura.	1. Inmovilización de 3 retroexcavadoras en el corregimiento de Certegui y de 1 retroexcavadora en el corregimiento de Raspadura.
Corporación Autónoma Regional para el Desarrollo Sostenible del Chocó, Codechoco. Noviembre de 2010.	Grupo de Protección Ambiental y Ecológica, SIJIN, DECHO, ESIPOL-DECHO, EMCAR-DECHO, Codechocó.	Municipios de Tadó y Novita.	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
	Bulldócer	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 barqueo 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 barqueo 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 barqueo 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.

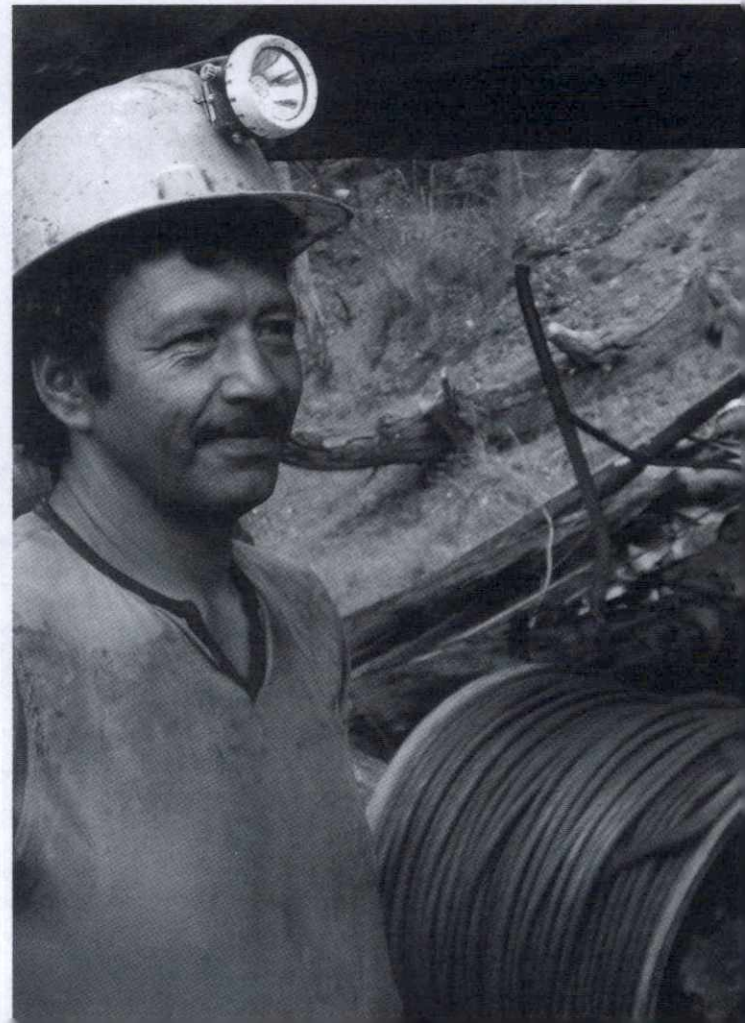


TABLA 29. PROYECTOS DE FOMENTO MINERO APROBADOS CON RECURSOS 2010

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 Mineras, 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.

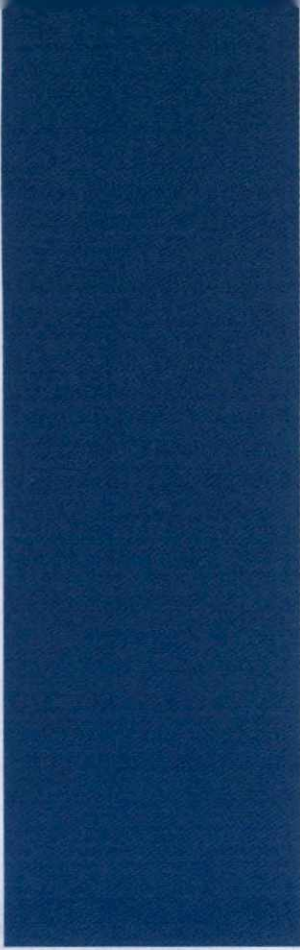
CAPACITACIÓN A LAS AUTORIDADES MINERAS Y AMBIENTALES EN TEMAS DE ACTUALIZACIÓN MINERO AMBIENTAL.

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.



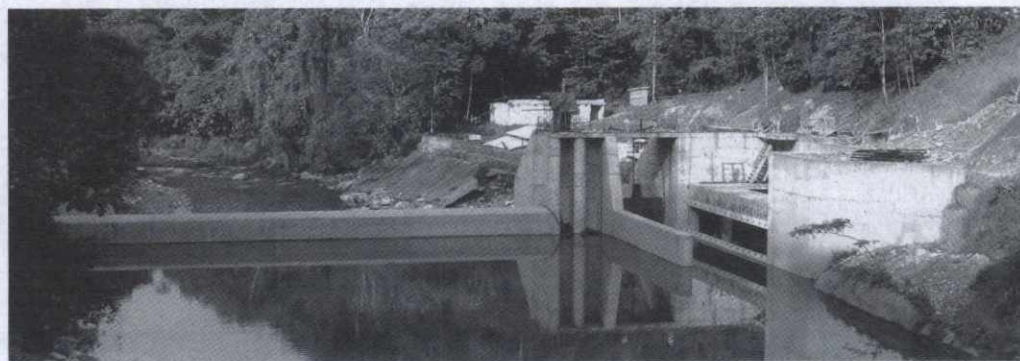
INDICADORES del mercado eléctrico

1.1 Evolución estructural y administrativa del mercado eléctrico

El mercado eléctrico en Chile ha experimentado una evolución estructural y administrativa que ha permitido la creación de un mercado competitivo y eficiente. Este proceso ha sido impulsado por la Ley de Fomento a la Inversión Privada en Energía Eléctrica, que establece un marco regulatorio que garantiza la transparencia y la equidad en el acceso a los recursos eléctricos.

Sector

Energía Eléctrica



El mercado eléctrico en Chile ha experimentado una evolución estructural y administrativa que ha permitido la creación de un mercado competitivo y eficiente. Este proceso ha sido impulsado por la Ley de Fomento a la Inversión Privada en Energía Eléctrica, que establece un marco regulatorio que garantiza la transparencia y la equidad en el acceso a los recursos eléctricos.

El mercado eléctrico en Chile ha experimentado una evolución estructural y administrativa que ha permitido la creación de un mercado competitivo y eficiente. Este proceso ha sido impulsado por la Ley de Fomento a la Inversión Privada en Energía Eléctrica, que establece un marco regulatorio que garantiza la transparencia y la equidad en el acceso a los recursos eléctricos.

El mercado eléctrico en Chile ha experimentado una evolución estructural y administrativa que ha permitido la creación de un mercado competitivo y eficiente. Este proceso ha sido impulsado por la Ley de Fomento a la Inversión Privada en Energía Eléctrica, que establece un marco regulatorio que garantiza la transparencia y la equidad en el acceso a los recursos eléctricos.

El mercado eléctrico en Chile ha experimentado una evolución estructural y administrativa que ha permitido la creación de un mercado competitivo y eficiente. Este proceso ha sido impulsado por la Ley de Fomento a la Inversión Privada en Energía Eléctrica, que establece un marco regulatorio que garantiza la transparencia y la equidad en el acceso a los recursos eléctricos.

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 promedias, 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 TRAF0 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 Termoguajira – 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

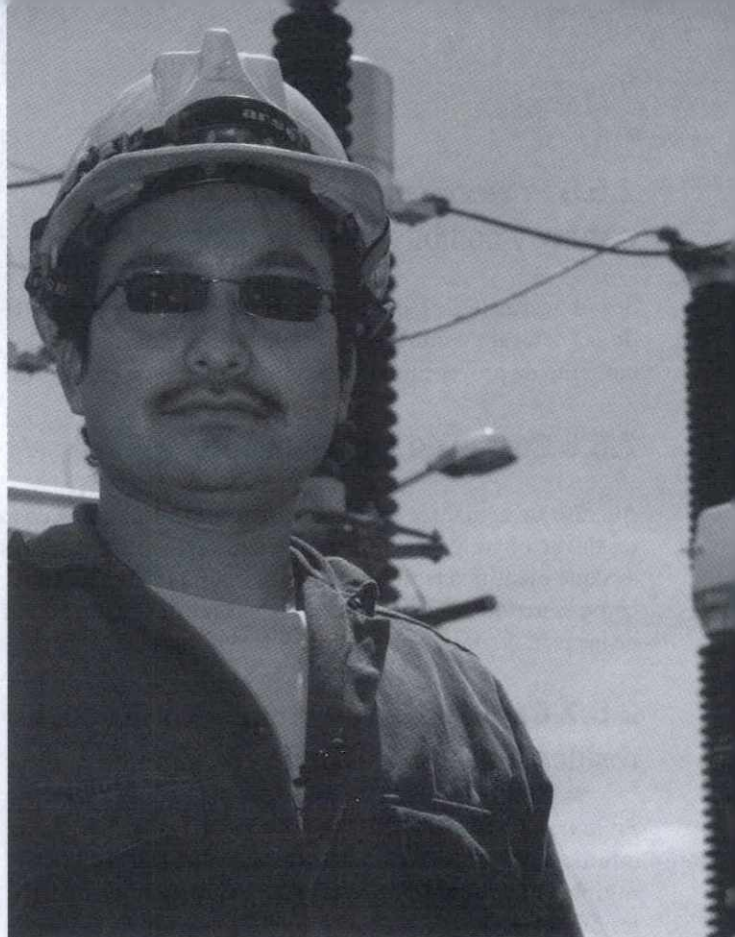
Durante el periodo comprendido entre julio de 2010 y mayo 2011 se han realizado diversas actividades en el área de proyección de demanda de energía, entre las que se cuentan:

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-

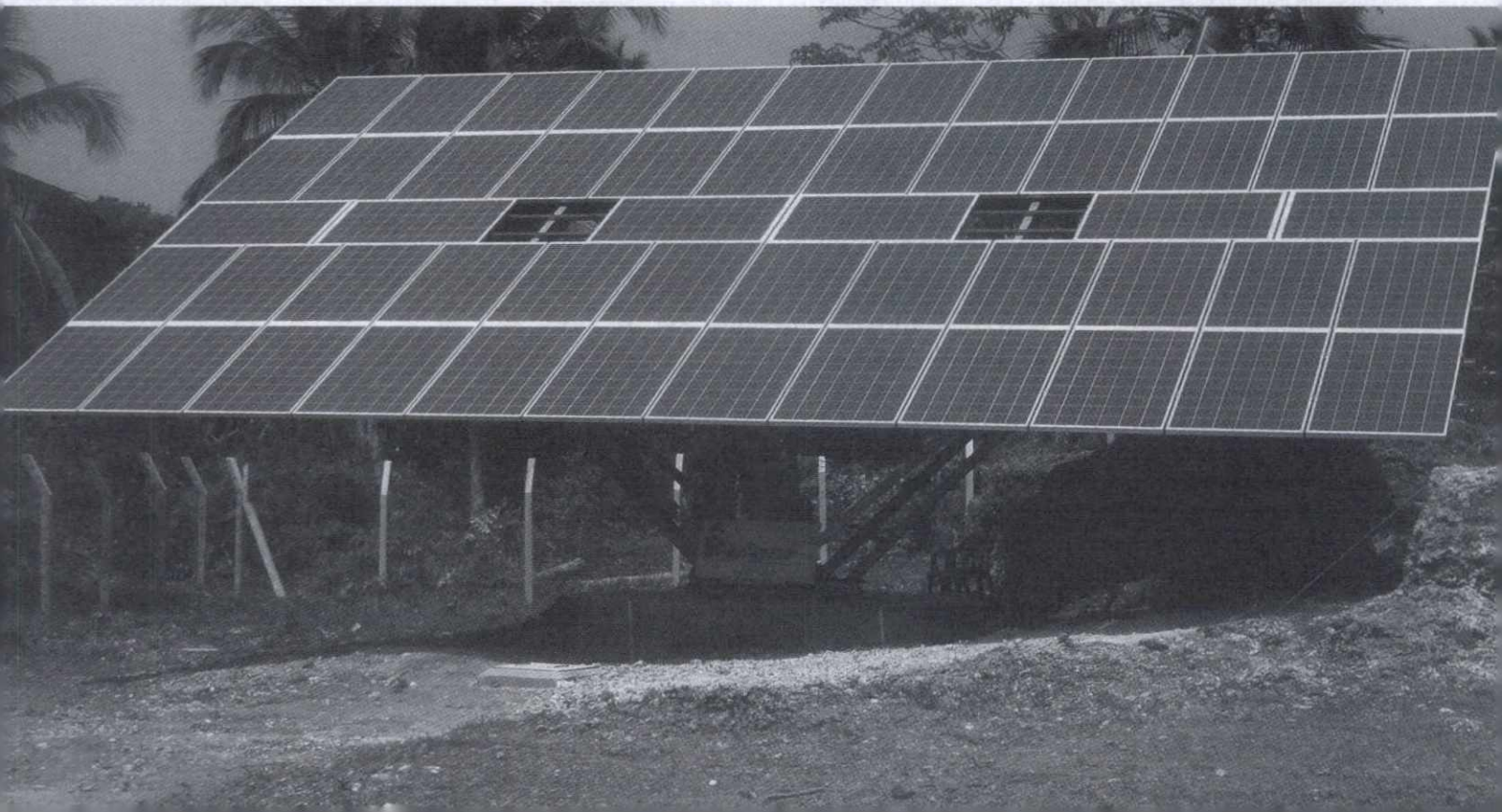
das exigidas como respaldo para el último aval del GEF, ante los Ministerios de Minas y Energía, Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, y agentes como la ANDI a través de su Cámara de Electrodomésticos, el ICONTEC, y BANCOLDEX, superando la contrapartida de cofinanciación.

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.

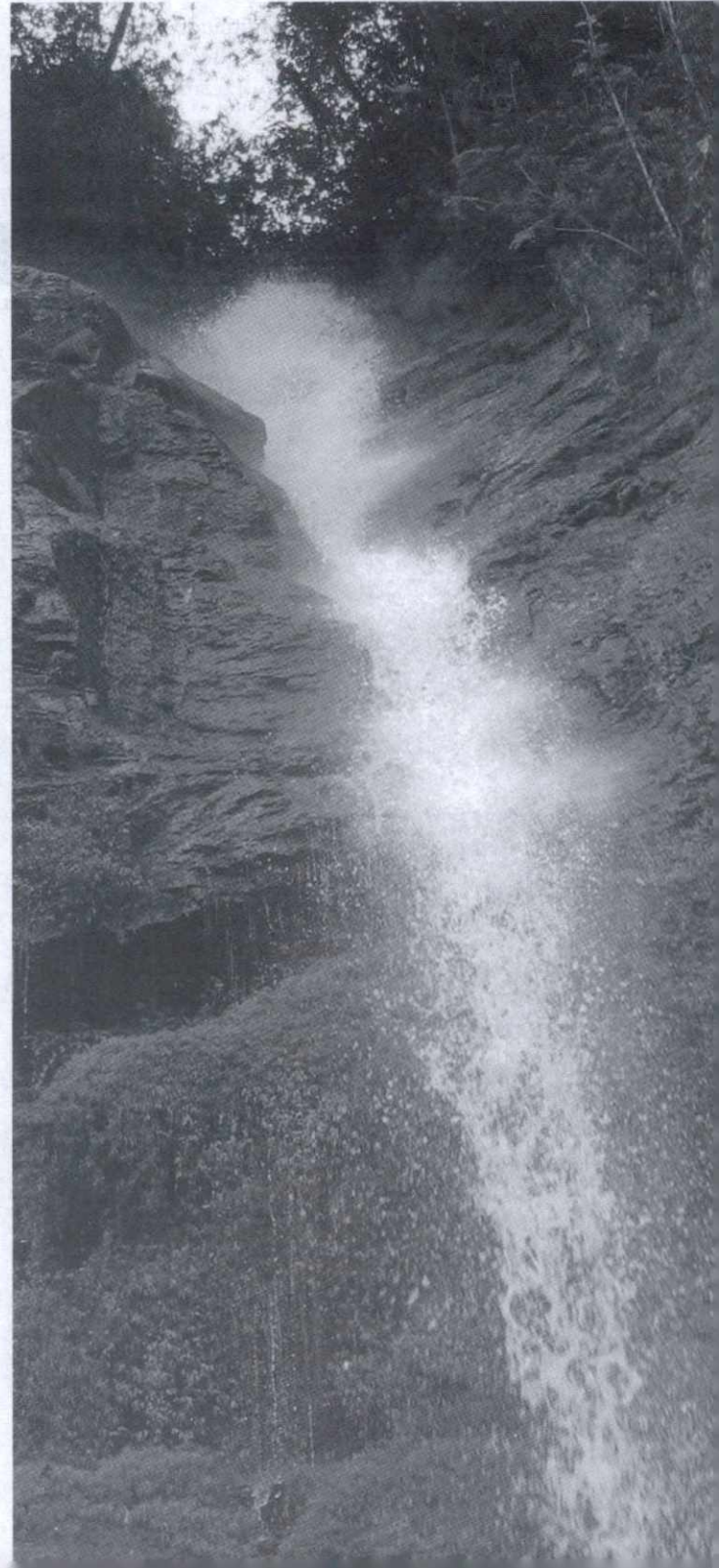
Con el propósito de incorporar consideraciones ambientales a los procesos de planificación en cabeza de la UPME, se realizó la consultoría para la Evaluación Ambiental Estratégica del Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, según la metodología validada por el Ministerio de 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:

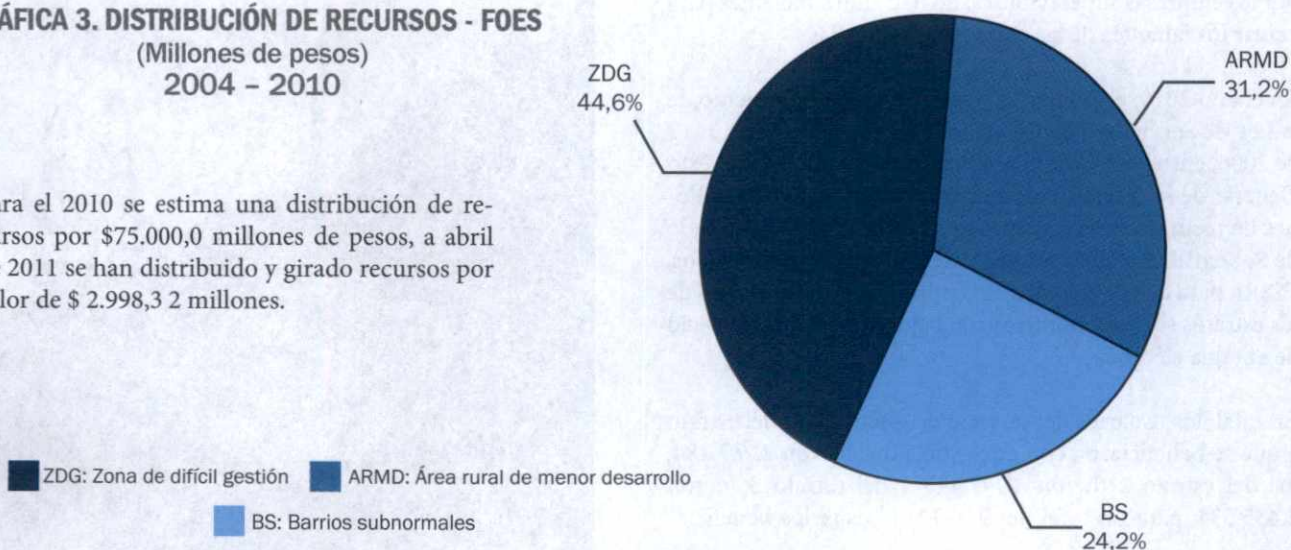
TABLA 16. DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS
Años 2004 - 2010

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).

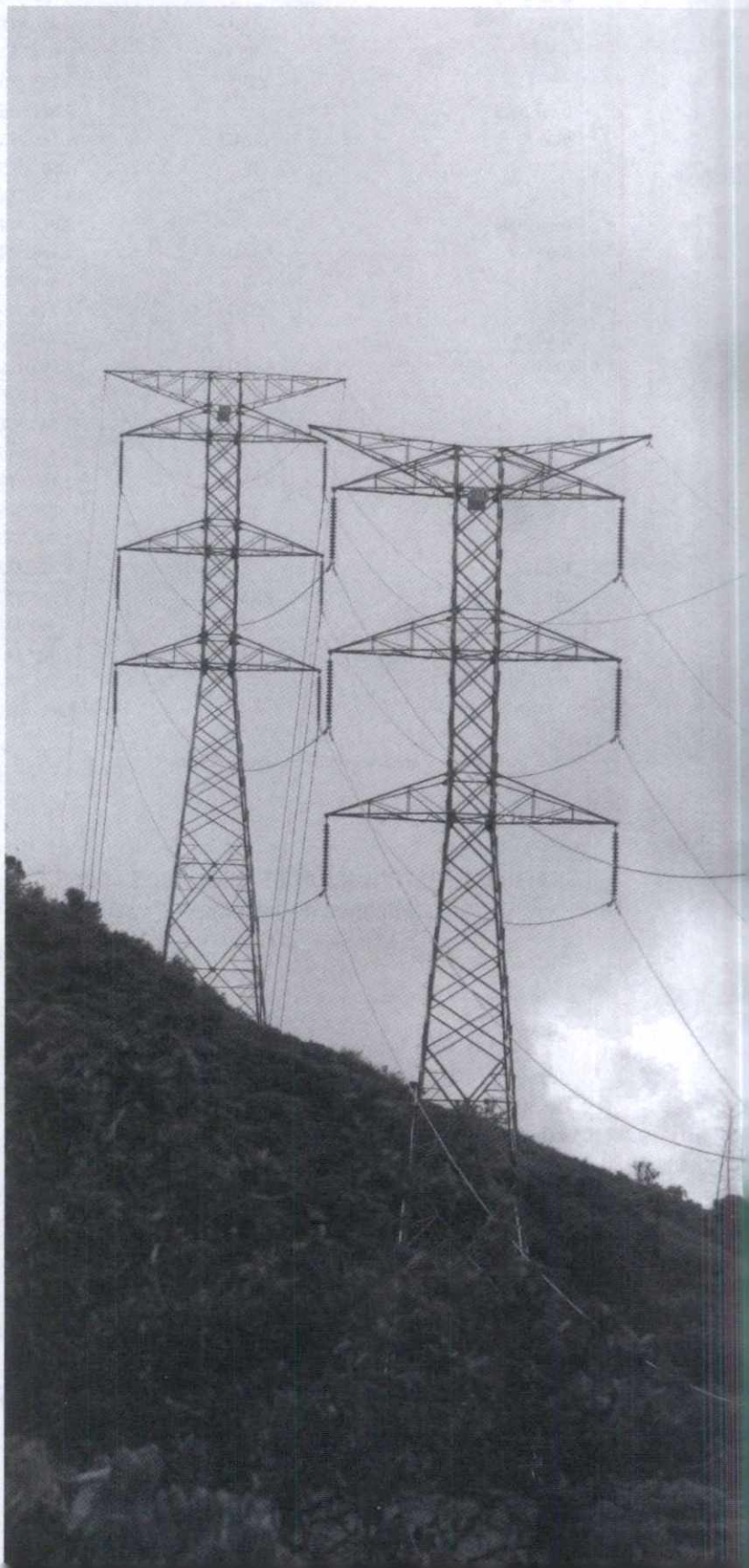
3.3.1 Información estadística

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:

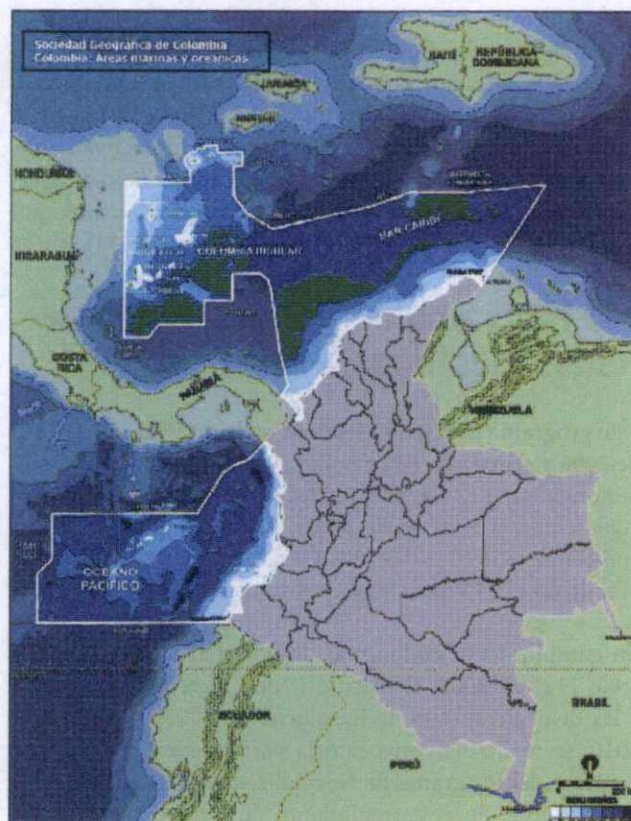
4.1 Proyectos ejecutados, en proceso de ejecución y programados 2004 - 2010

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
Otras 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
	1.282.811
Total (Aproximadamente)	1,3 Billones
	US\$ 685*

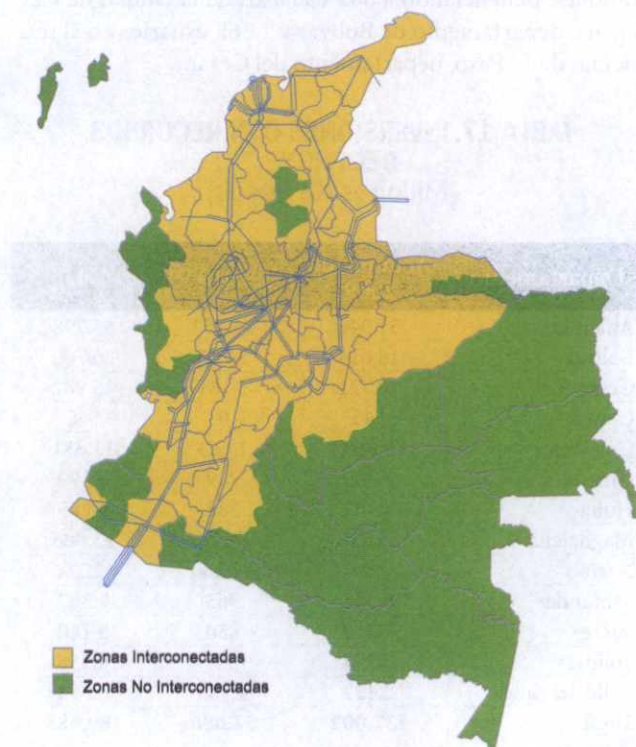
TRM 1.872,46 pesos por dólar, www.banrep.gov.co. Enero de 2011.
Fuente: Subdirección de Planificación Energética y Subdirección de Contratos y Seguimiento, IPSE.

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 (Orocúe, Casanare, Santa Rosalía y La Primavera, en Vichada, y Mapiripán en el 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 Leguízamo, 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) corrientes	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 Reterno - 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	

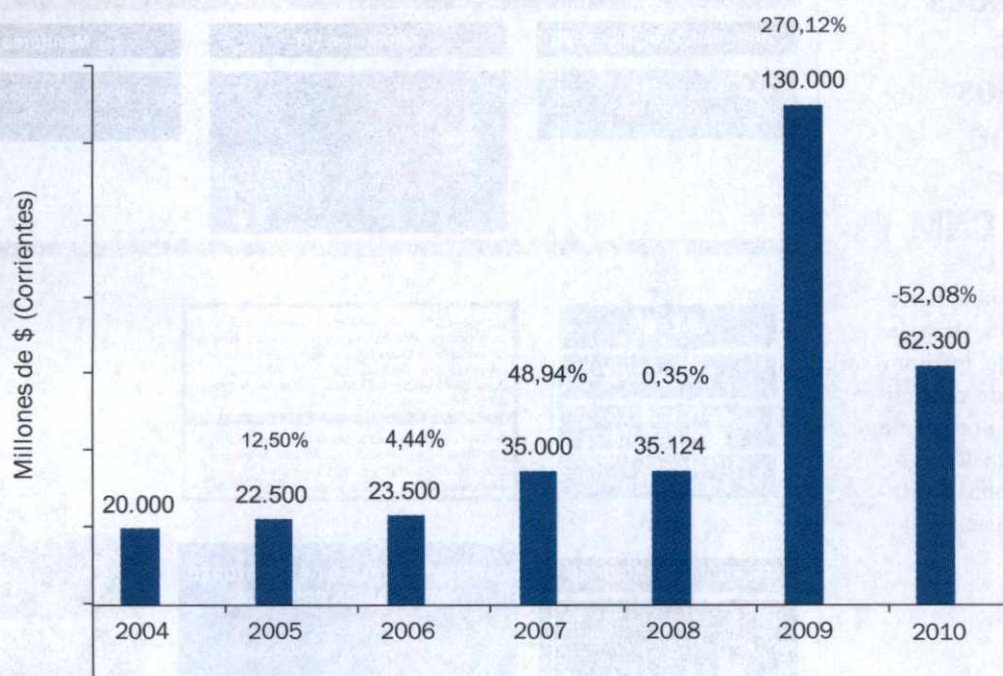
Continuación

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 higuera para obtención de biodiésel

Siendo la producción de biocombustibles una opción ante una posible escasez de hidrocarburos y combustibles fósiles, la higuera es un insumo de interés para la producción de biocombustibles. Es así, como el IPSE implementó la siembra de 100 hectáreas de higuera en el Urabá Antioqueño para su estudio en la obtención de biodiésel, 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 biodiésel de Mutatá.

El costo del proyecto es de \$300 millones. Actualmente se encuentra en evaluación.

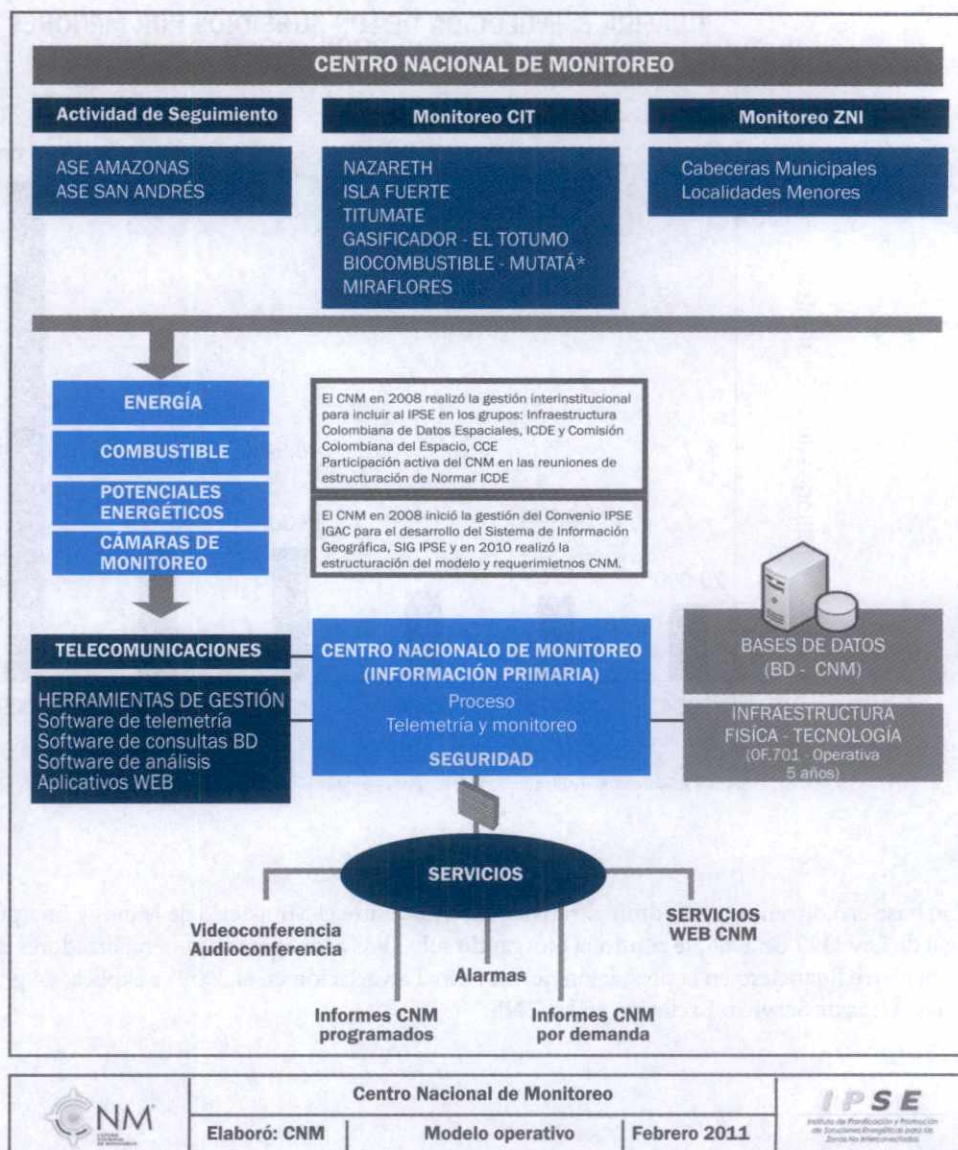


Foto: Cultivo de Higuera, Uramita, Antioquia.

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

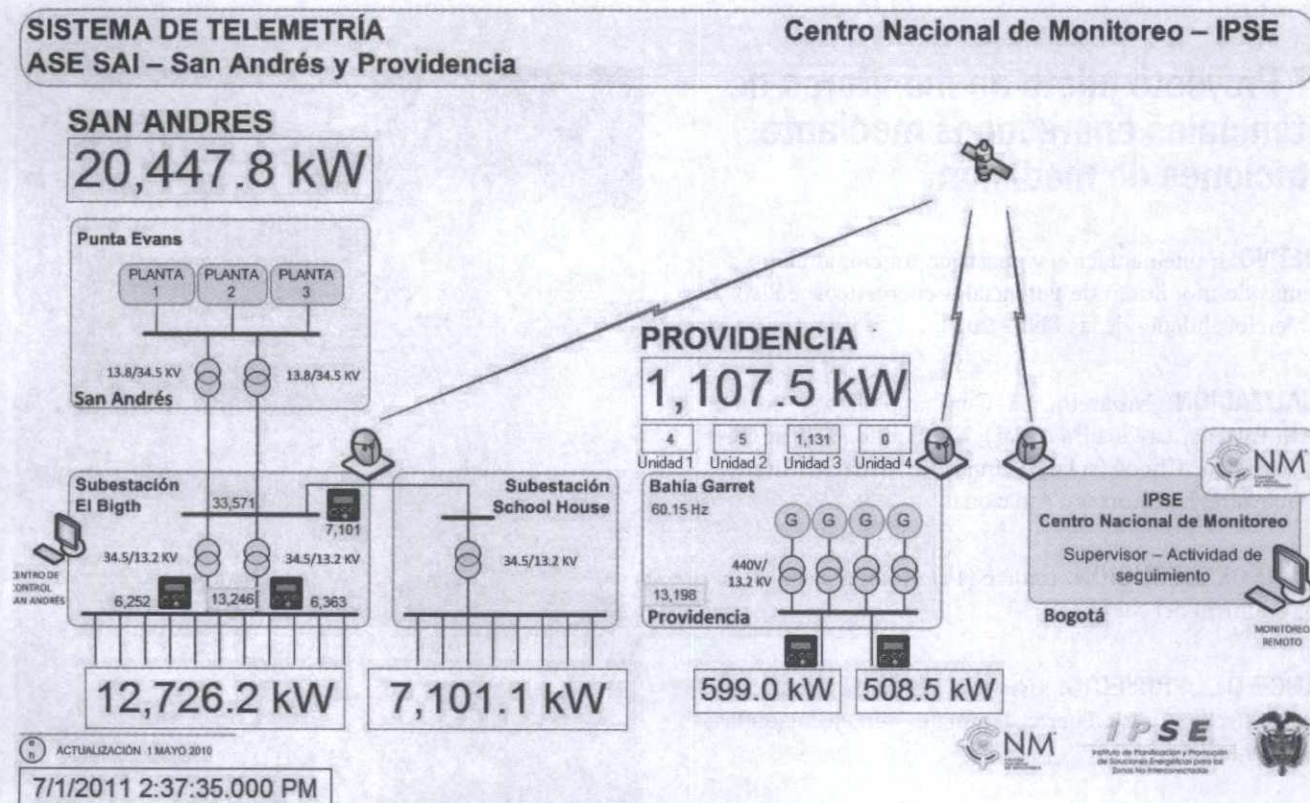
Se instalaron y configuraron sistemas de monitoreo de consumo de combustible en las centrales de generación de Mitú e Inírida sobre cada una de las unidades de generación, para conocer en tiempo real la operación de cada máquina y llevar registro y control de la eficiencia de cada unidad de generación.

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

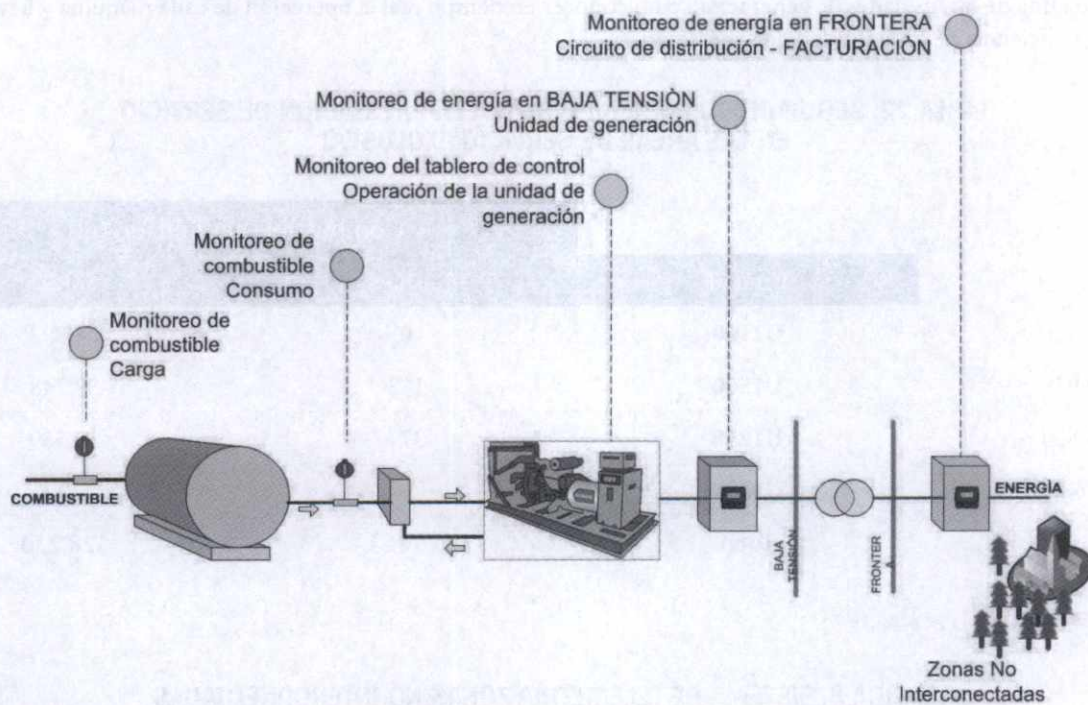
Fuente: IPSE.

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.

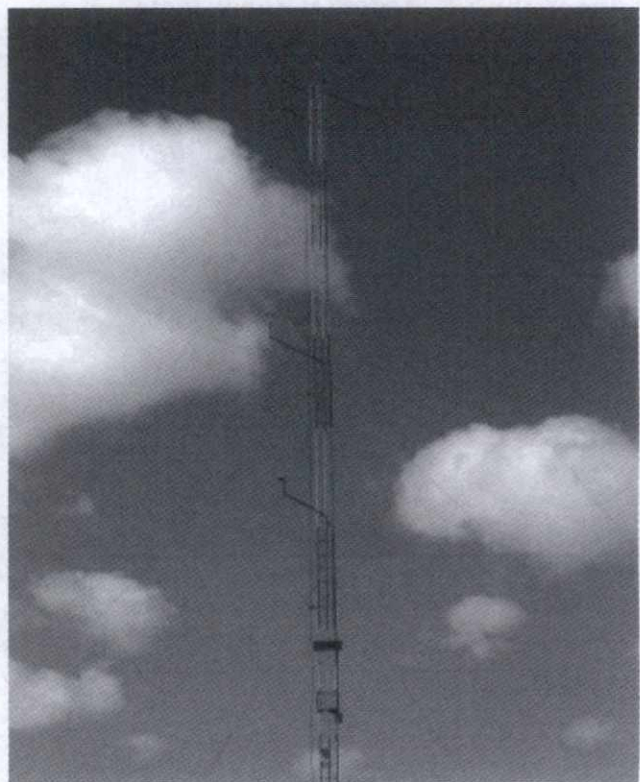
4.7 Proyecto piloto de monitoreo de potenciales energéticos mediante estaciones de medición

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.

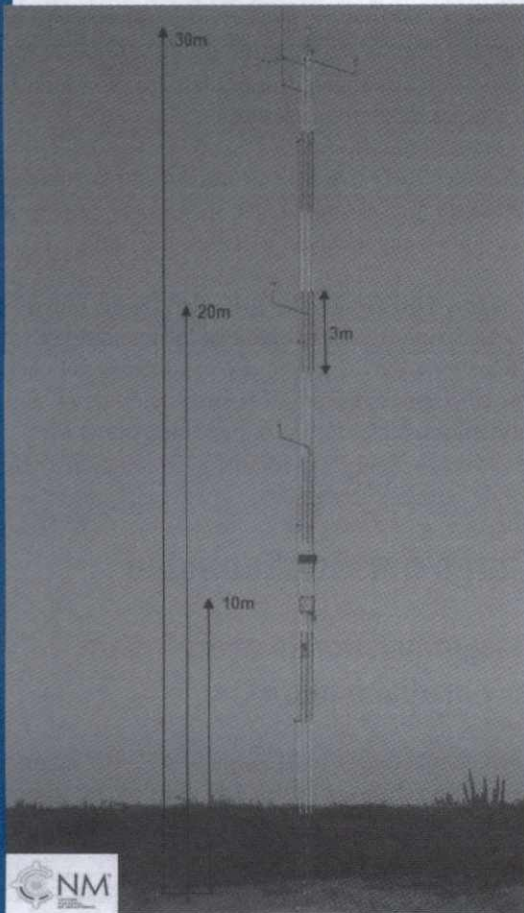
AVANCE DEL PROYECTO: instalado Nazareth; instalación Puerto Estrella (*), Isla Fuerte, Titumate; y en ejecución las otras instalaciones



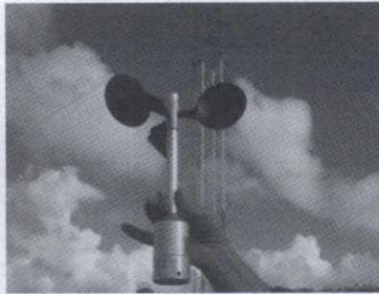
Torre de medición Nazareth, IPSE 2011

CENTRO DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA NAZARETH

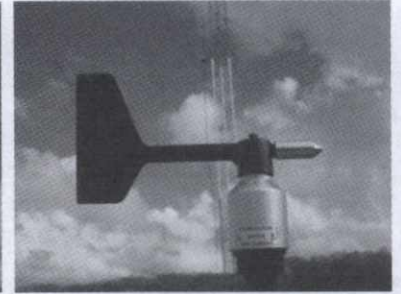
TORRE DE MEDICIÓN DE POTENCIAL SOLAR Y EÓLICO



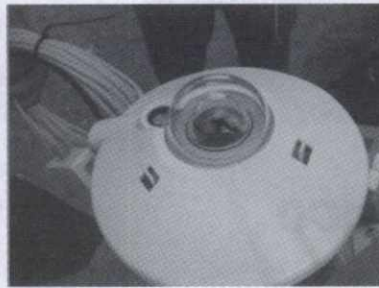
ANEMÓMETRO DE COPAS - VELOCIDAD DEL VIENTO



VELETA DIRECCIÓN DEL VIENTO



PIRANÓMETRO RADIACIÓN SOLAR



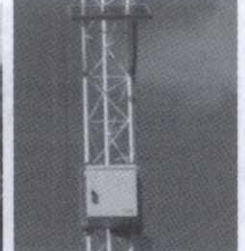
TERMÓMETRO TEMPERATURA



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 traslada 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 período 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 Electricificadora 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.

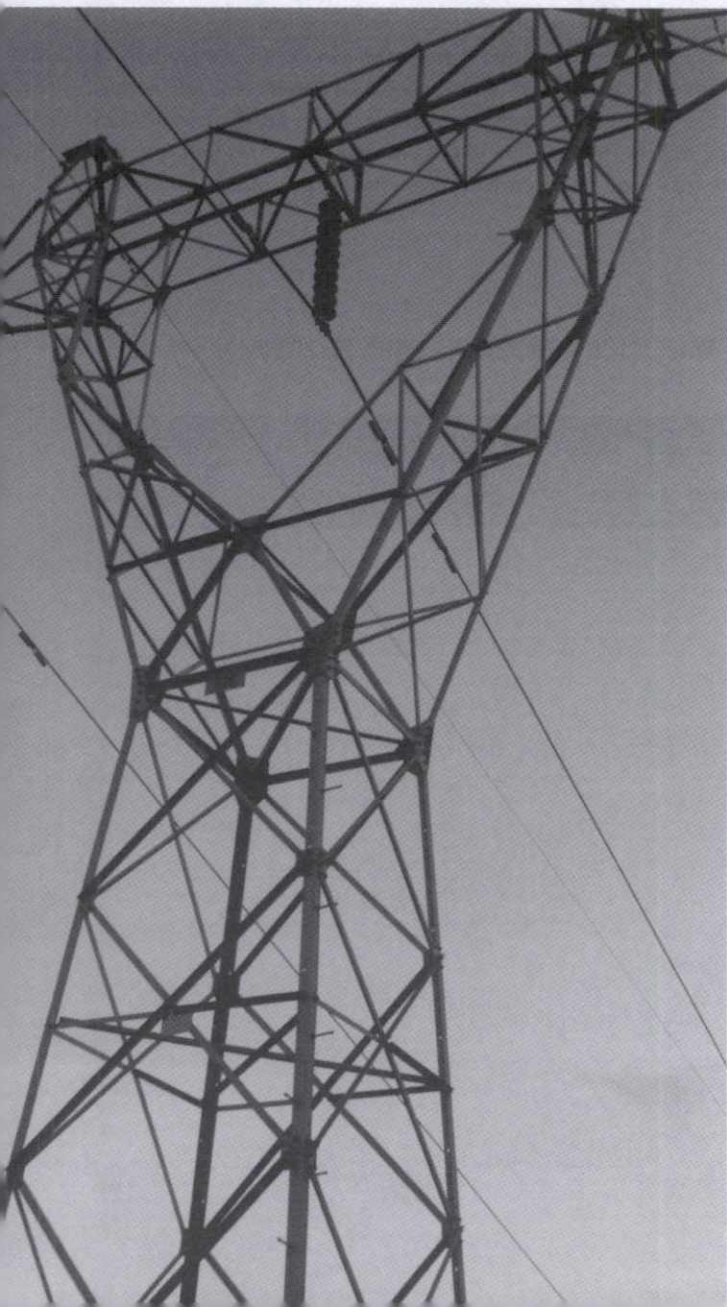
* Ajuste cargos por aplicación del artículo 126 de la Ley 142 de 1994

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%

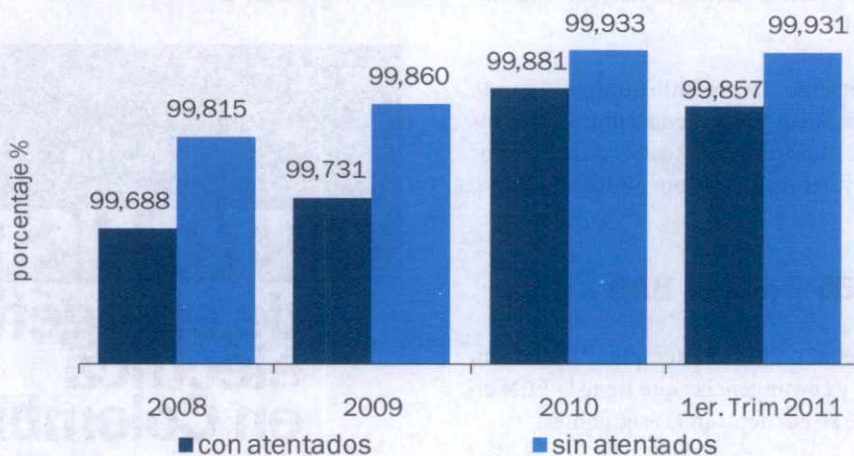
de la demanda total del SIN (56.148 GWh) correspondió a ENS.

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

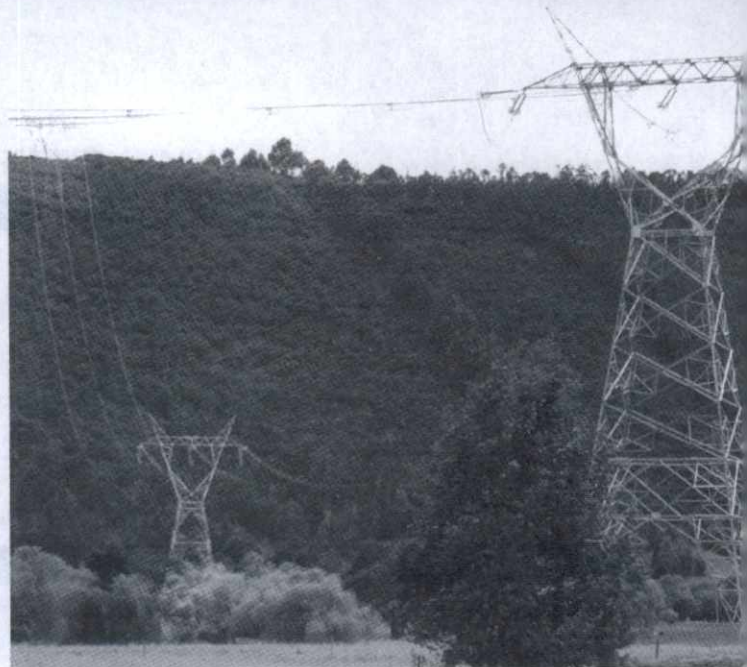
La fuerte temporada invernal que azotó al país a finales de 2010 inundó también los sitios de torres de diferentes líneas de transmisión de ISA en la Sabana de Bogotá, el Canal del Dique (Costa Atlántica), el Urabá Antioqueño, y Norte de Santander.

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.



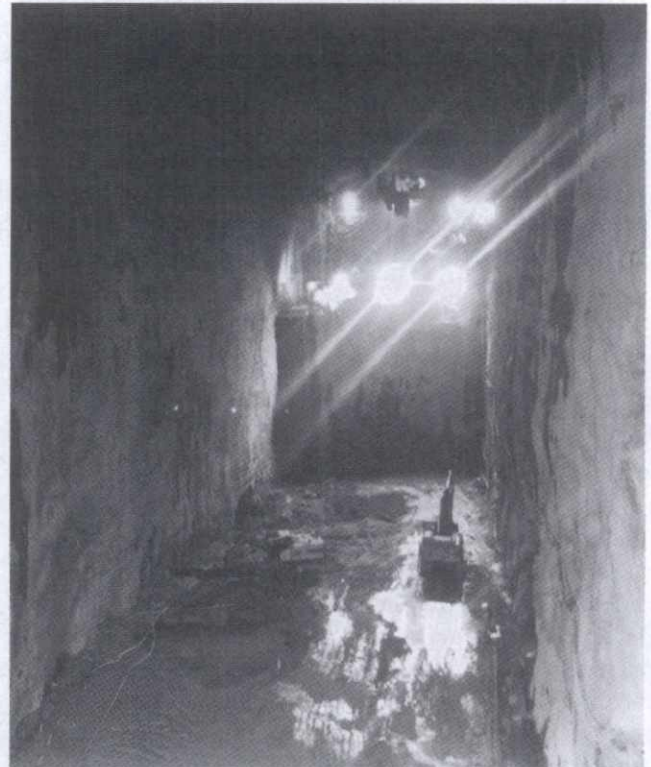
Proyecto Amoyá. Panorámica Captación. Fuente: ISAGEN.

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 preatagüa. 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.

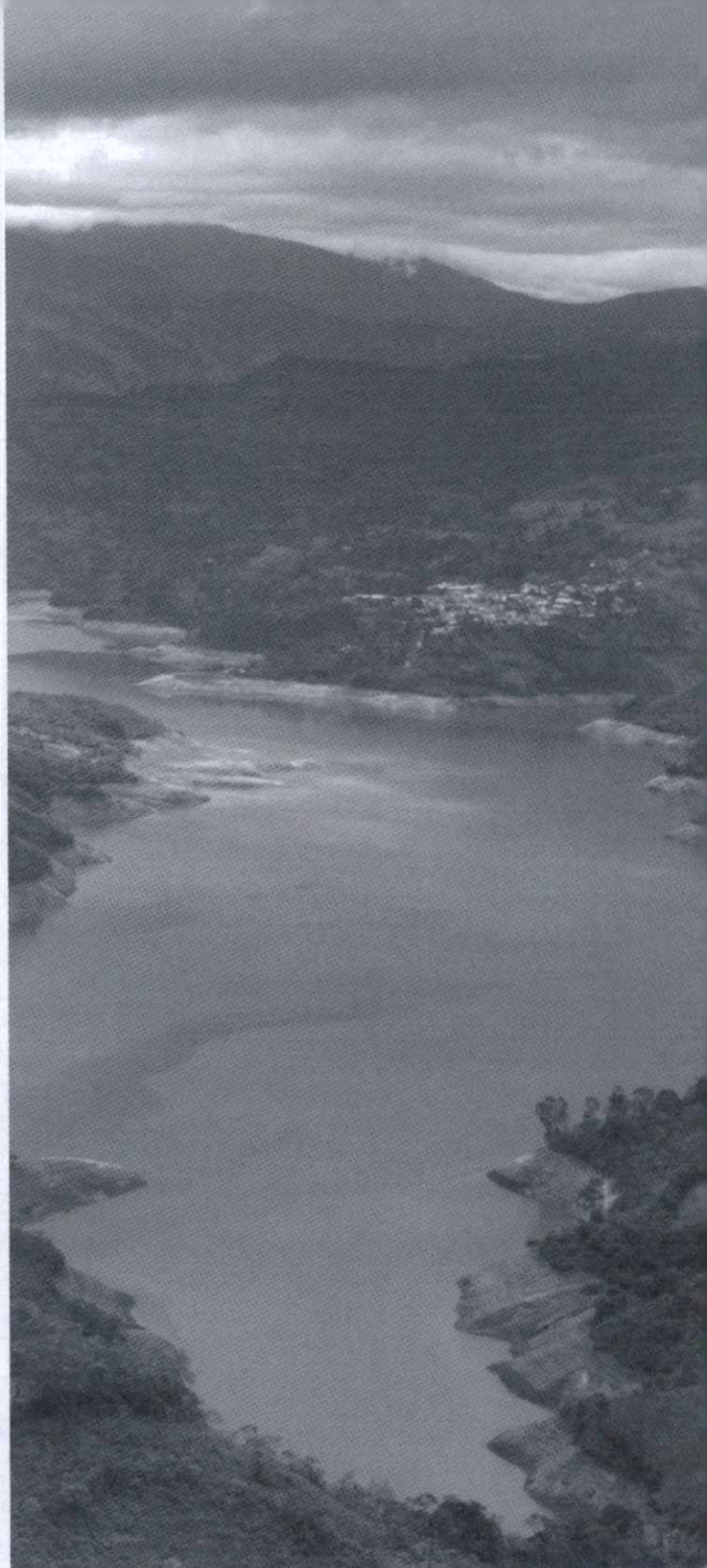
El proyecto Sogamoso, al 30 de abril de 2011, presenta un avance del 32,98%. Se espera que a noviembre de 2013 se entregue en operación, cumpliendo en forma anticipada con las obligaciones de energía firme, ENFICC, asignadas en la subasta del mes de mayo de 2008, cuya fecha de compromiso es de diciembre de 2014.

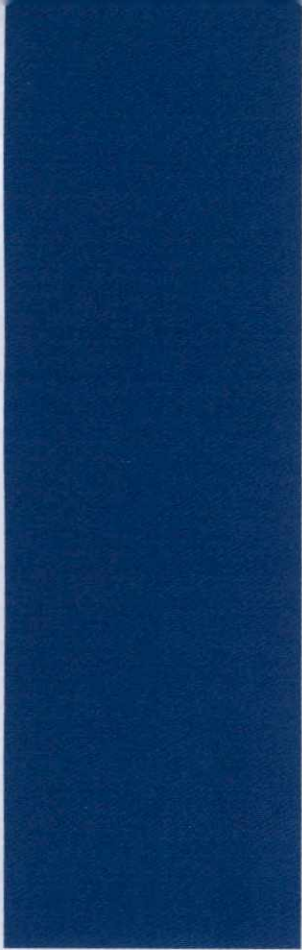
8.3 Gestión ambiental y social

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 combustible

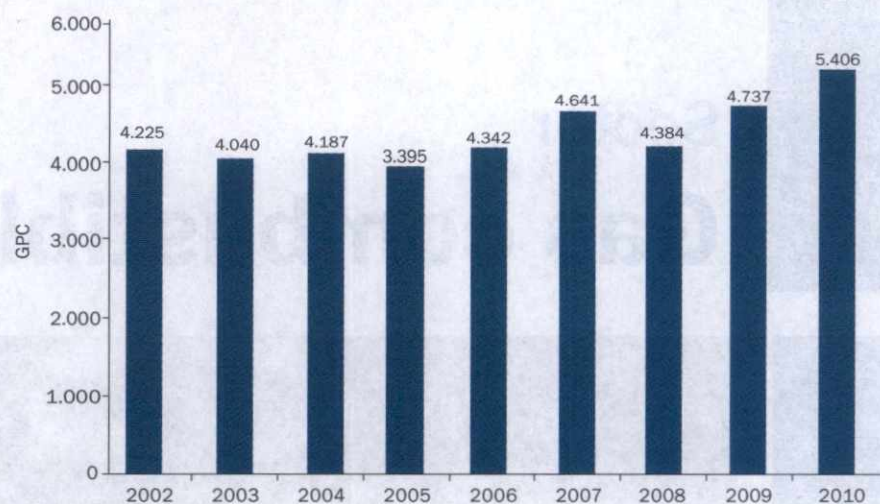


1. RESERVAS de gas natural

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	Pedernalito	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	Petrolífera	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.

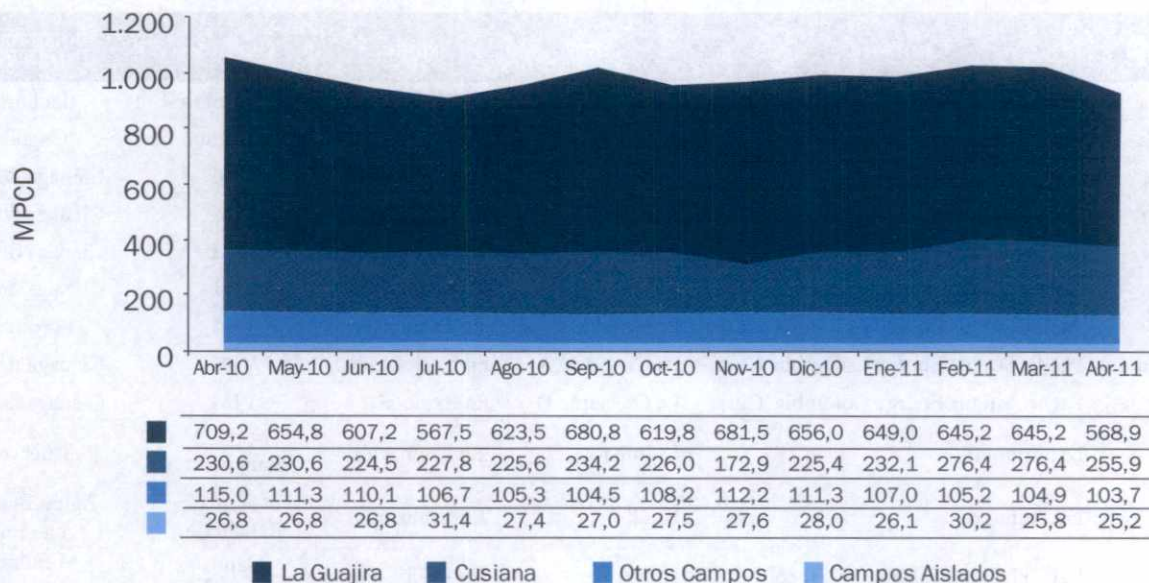
2. OFERTA de gas natural

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.

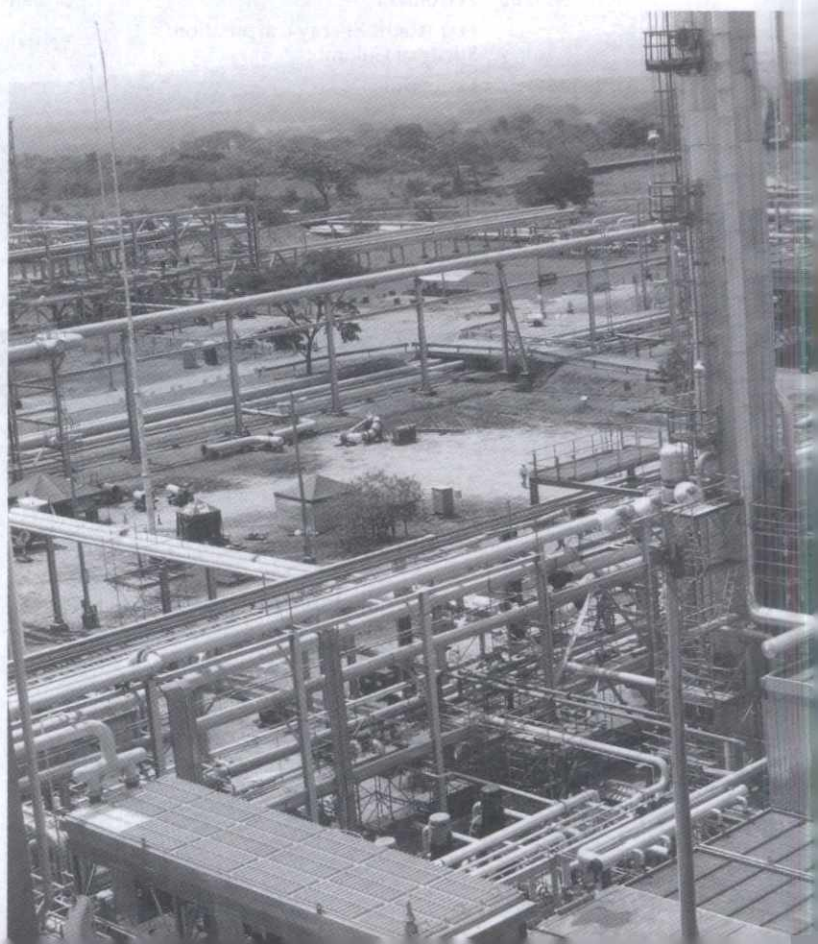


TABLA 4. INVERSIONES DE INFRAESTRUCTURA PROMIGAS S.A. E.S.P
(Millones de pesos)
Julio 2010 - mayo 2011

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 Sincelajo 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 Guarinó, 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

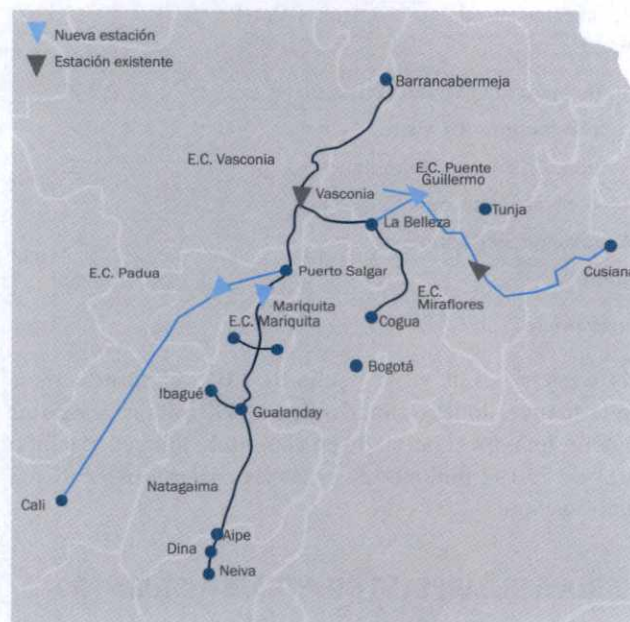
3.2.2 Proyecto de expansión del sistema de gasoductos desde Cusiana

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 de 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

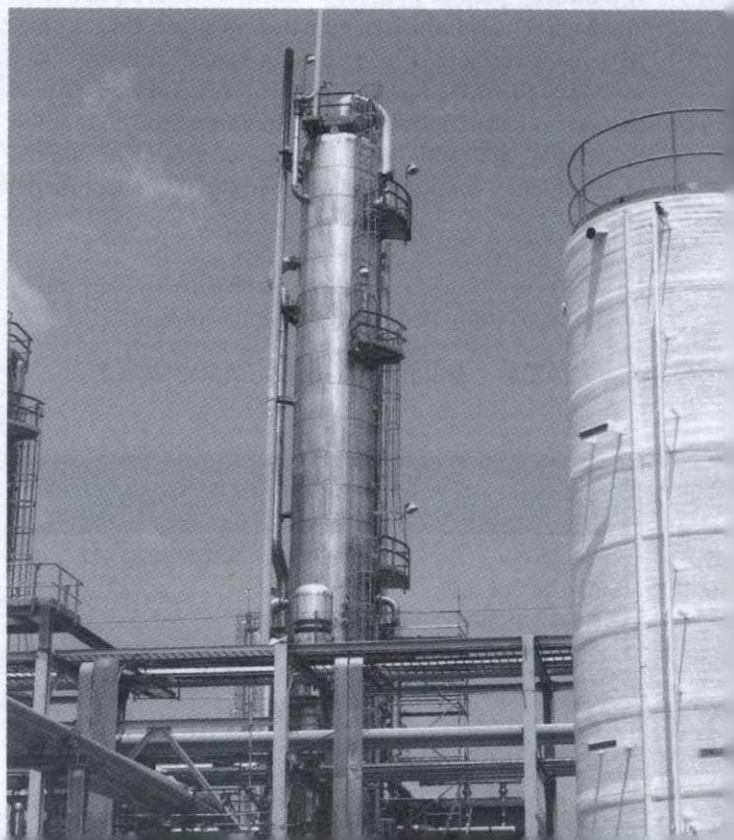
diámetro de 12 pulgadas y una capacidad de 45 MPCD que servirá para transportar el gas desde los campos de Gibraltar, localizados entre los departamentos de Norte de Santander y Boyacá hasta Bucaramanga y Barrancabermeja, cambiando el flujo del gas a través de los gasoductos existentes de propiedad de 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

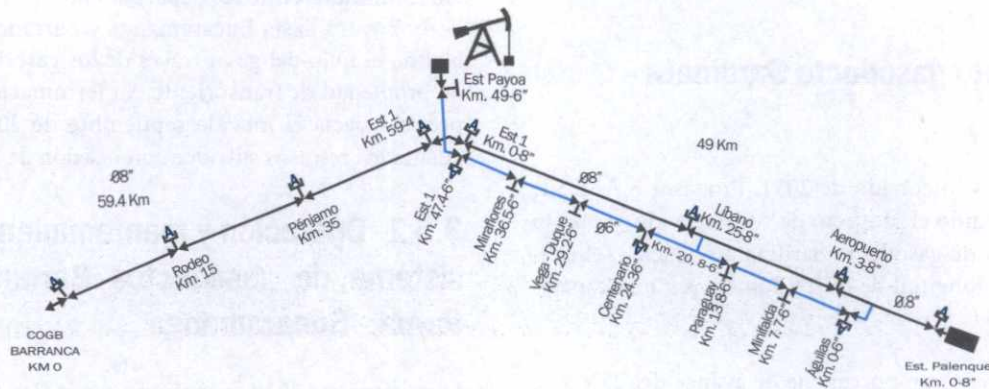
Durante el año 2010 se continuó con la ejecución normal del programa de operación y mantenimiento previamente elaborado, el cual está basado en la aplicación y cumplimiento de las normas internacionales que aplican. La empresa también trabaja en la implementación de un Programa de Administración de Integridad, 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

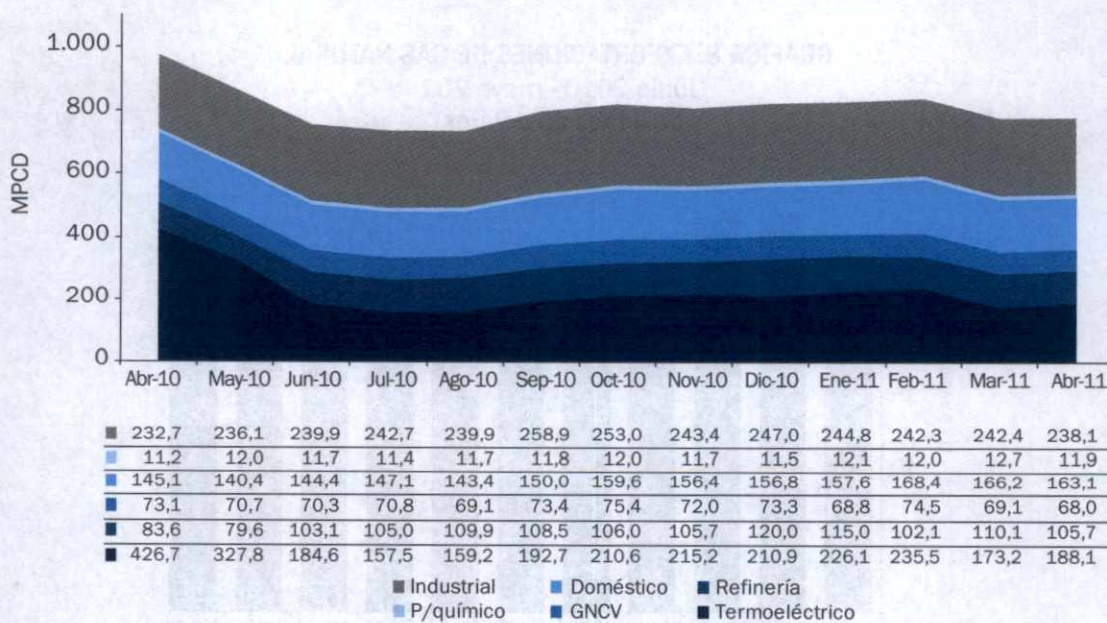
4. COMERCIALIZACIÓN de gas natural

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

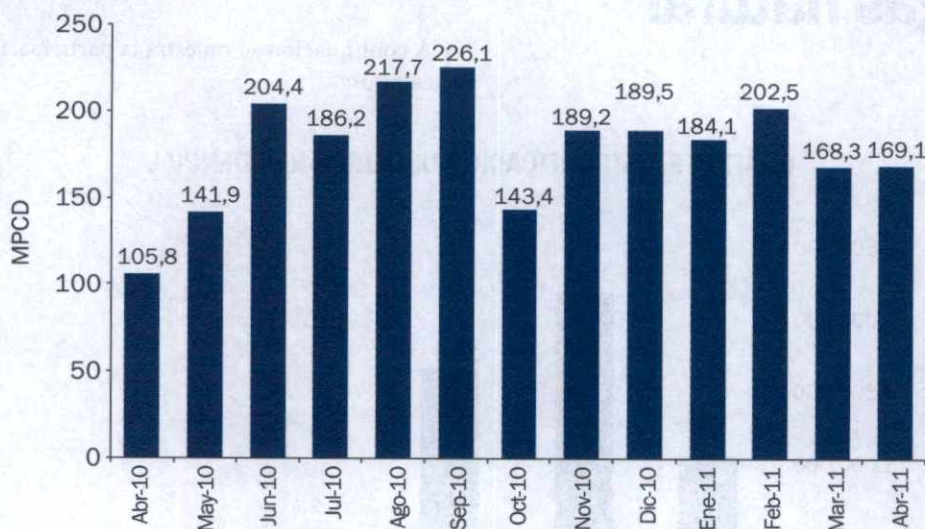


Fuente: MME con datos de CNO - GAS.

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:

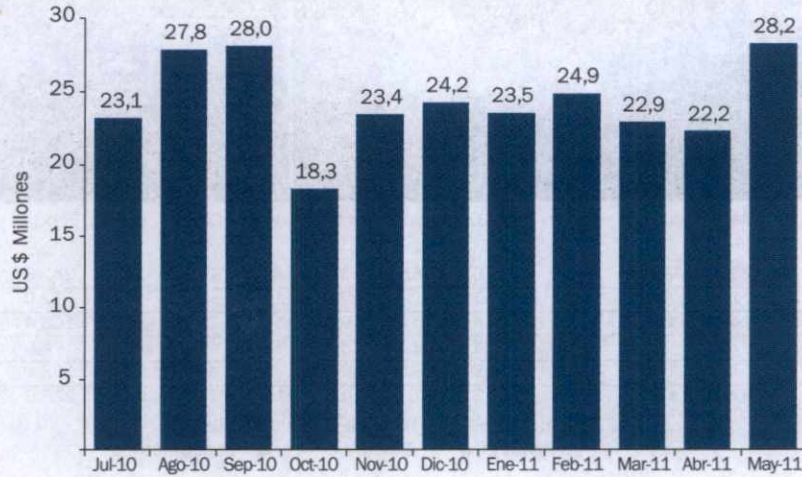
**GRÁFICA 7. EXPORTACIONES DE GAS NATURAL
2010 – 2011**



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)



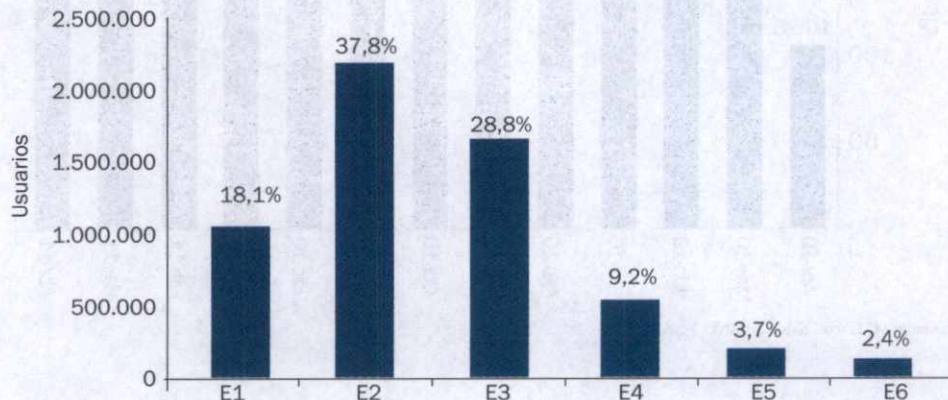
Fuente: Agentes productores. Consolida, Dirección de Gas MME.

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.

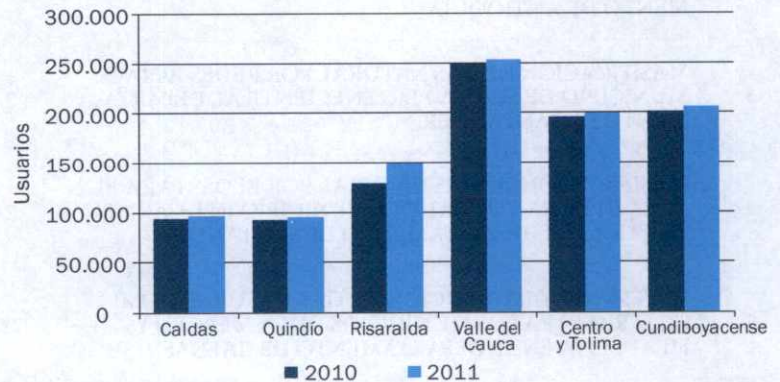
6. ÁREAS

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 FEFCGN 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

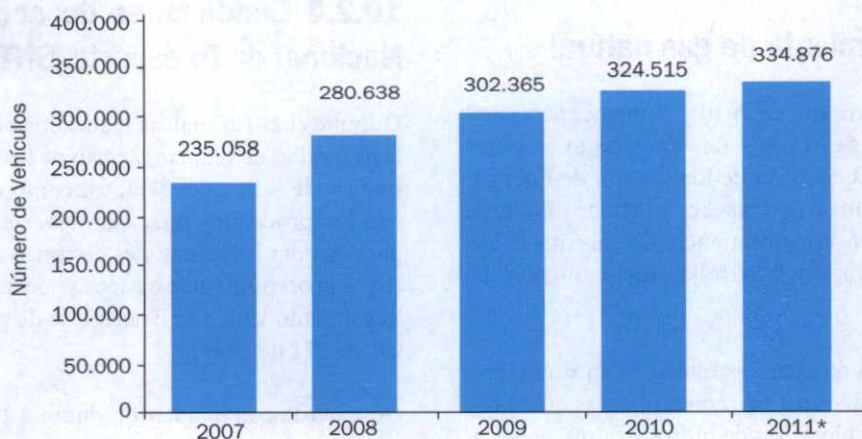
Fuente: Dirección de Gas, MME.

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.

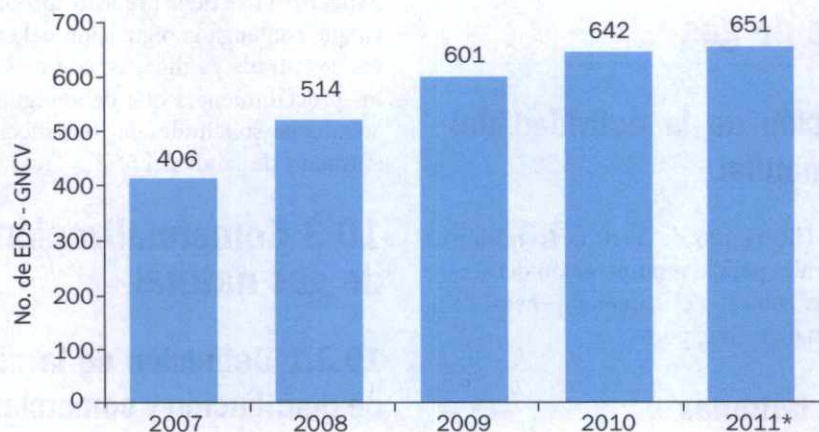
De enero a abril de 2011 se han convertido en todo el país un total de 10.361 nuevos vehículos, tal como se indica a continuación:

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 la importación 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

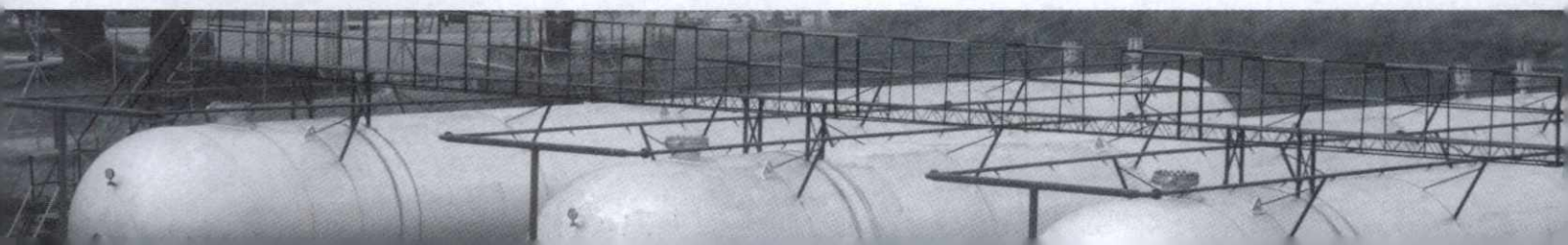
Durante el 2010 la CREG continuó el proceso de adaptar la regulación de la actividad de revisiones periódicas a las instalaciones internas de gas para que se ajuste a la actual situación del mercado, mejorando las condiciones para el usuario, promoviendo la competencia, aplicando la normatividad técnica 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.



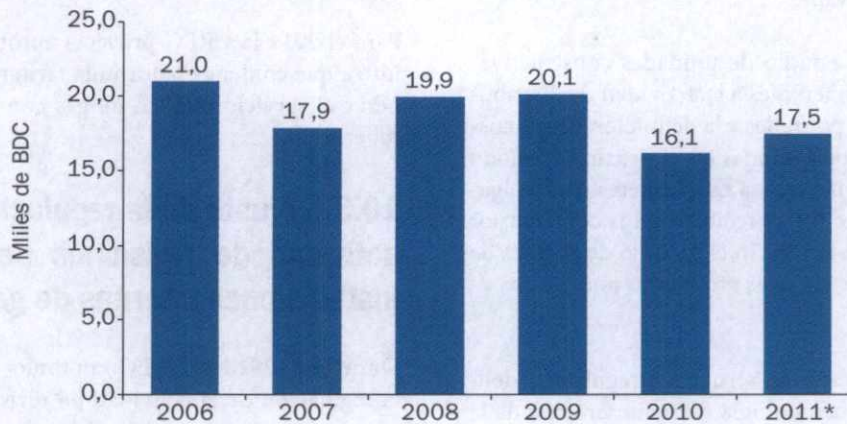
11. GAS

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

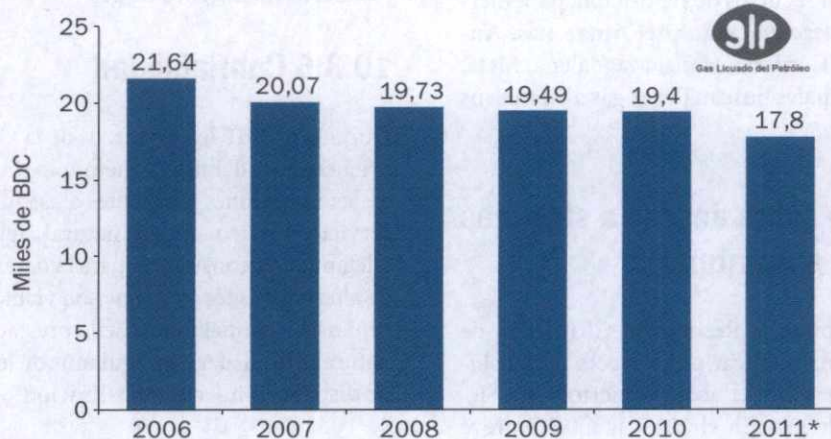


Fuente: UPME.

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

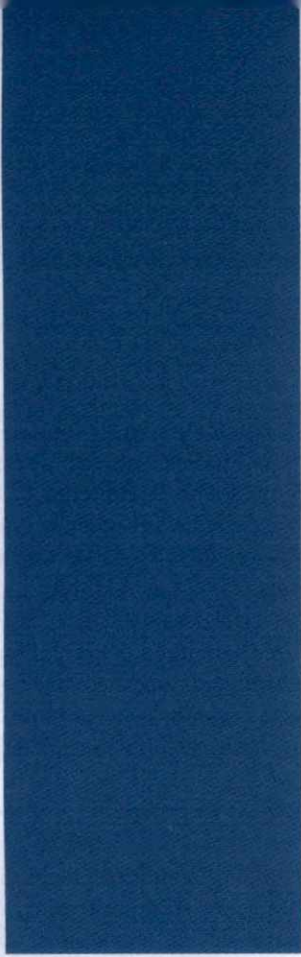
Res. Número	Fecha	Epígrafe
059	13 de abril de 2010	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG por la cual se modifica la Resolución CREG 023 de 2008.
123	3 de agosto de 2010	Por la cual se modifica el Régimen de Libertad Vigilada para 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 remplazo 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.



Gestión Administrativa

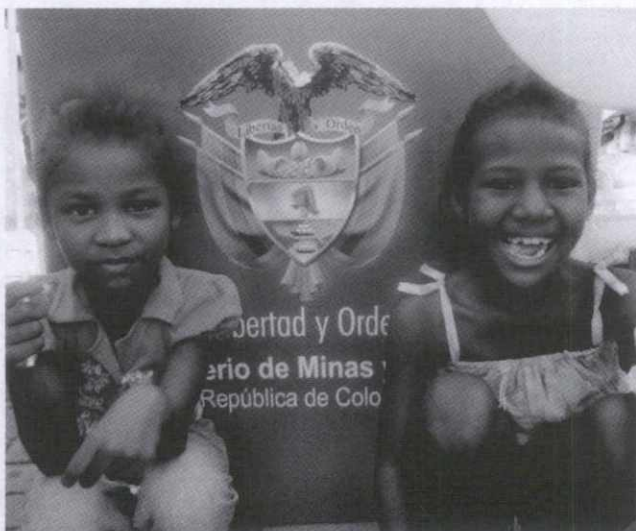


El presente trabajo tiene como objetivo principal analizar el rol de la gestión administrativa en el desarrollo de una organización. Se explorarán los conceptos fundamentales de la administración, desde la planificación hasta el control, y se discutirá cómo estos procesos impactan en el éxito o fracaso de una empresa. Se abordarán también temas como la estructura organizacional, el liderazgo y el trabajo en equipo, elementos esenciales para una gestión efectiva.

La gestión administrativa es el proceso de planificar, organizar, dirigir y controlar los recursos de una organización para lograr sus objetivos. Este proceso es fundamental para el éxito de cualquier entidad, ya que permite optimizar el uso de los recursos disponibles y asegurar que las actividades se realicen de manera eficiente y efectiva. En este contexto, es importante destacar que la gestión administrativa no se limita únicamente a la esfera empresarial, sino que también aplica a otras organizaciones, como las instituciones educativas, gubernamentales y sin fines de lucro.

1. PARTICIPACIÓN ciudadana

1.1 Participación ciudadana, responsabilidad de todos



La participación ciudadana debe comprenderse como un proceso estratégico, amplio y en permanente construcción, en el que además de acogerse los lineamientos constitucionales y legales donde se indica que los ciudadanos tienen el derecho y el deber de participar en la vigilancia de la gestión administrativa y de los intereses públicos, también se requiere del diseño e implementación de herramientas, canales y estrategias por parte de las entidades, que permitan y habiliten al ciudadano como un ser activo, consciente que su intervención en las decisiones del Estado también hace parte de su responsabilidad.

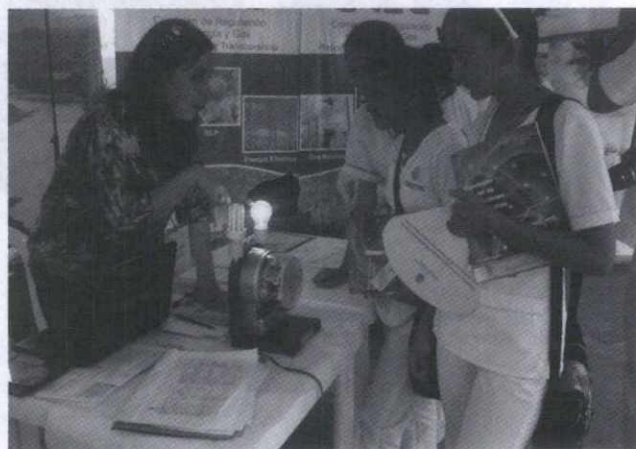
Así, el Ministerio de Minas y Energía ha recorrido un importante camino hacia la instauración de un estado participativo al establecer esquemas de generación y difusión de información confiable y oportuna sobre los diferentes lineamientos sectoriales y los resultados de la gestión gubernamental, continuado con su política de acercamiento a los ciudadanos y abriendo nuevos espacios de interacción, en los cuáles también se fomenta el conocimiento de los derechos y deberes que tienen las partes interesadas para ejercer el control social de la gestión pública, motivando una clara interacción entidad – ciudadano y el reconocimiento de la gran responsabilidad que todos tienen dentro de la gestión de las entidades públicas.

Adicionalmente, 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:

1.2 Formación ciudadana para la participación



La participación ciudadana es la expresión y aplicación concreta de múltiples lineamientos jurídicos y mandatos constitucionales, orientados a permitir y promover que la ciudadanía sea un actor consciente, informado y responsable dentro de los procesos de vigilancia y control sobre la gestión pública, en aras de salvaguardar el bienestar común de la sociedad.

En ese sentido, su verdadera importancia radica en el carácter abierto y permanente del proceso de interacción ciuda-

dana, el cual es resultado de la implementación continua de cada vez más y mejores estrategias, herramientas y canales de comunicación entre el ciudadano y el Estado.

El Grupo de Participación Ciudadana ha ejercido su función de incentivar la participación y el ejercicio del control social por parte de la ciudadanía al llevar a cabo actividades en distintos espacios de interacción ciudadana, incluyendo los Acuerdos para la Prosperidad, audiencias públicas, seminarios, capacitaciones, videoconferencias, foros, mesas de trabajo, exposiciones, congresos y encuentros de carácter sectorial, nacional y regional.

Entre los eventos más destacados encontramos la Feria Ciudadana, organizada en Sincelejo el día 20 de agosto, y la Feria Nacional de Servicio al Ciudadano realizada el 24 de septiembre en la ciudad de Cartagena. En cada uno de estos eventos se atendieron más de 1.300 personas, ofreciendo sectorialmente información clara sobre nuestras políticas, normas y lineamientos.

- 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, Bucaramanga, 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

Para aunar esfuerzos interinstitucionales, el Ministerio de Minas y Energía y el Servicio Nacional de Aprendizaje, SENA, celebraron el Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional No. 0310 de noviembre del 2009, con el objeto de promover la consolidación de una cultura para el uso racional y eficiente de la energía. Durante el período comprendido entre 2010 y 2011 se destacan actividades como la realización conjunta de eventos masivos de divulgación e información a los sectores de interés; la revisión, ajuste y elaboración de normas de competencia laboral; el diseño y la actualización curricular para la oferta de formación SENA y la capacitación a instructores de las áreas afines.

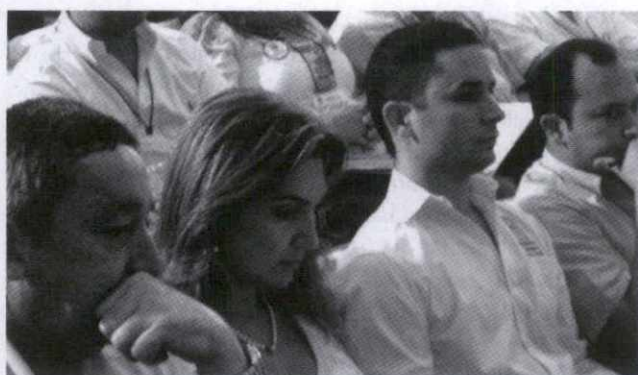
Dentro del componente de Formación de Formadores se realizó en Bogotá un seminario - taller de 80 horas sobre actualización tecnológica, con el fin de fortalecer la capacidad técnica del instructor SENA como responsable de la formación por competencias de proyectos de emprendimiento e innovación, incluyendo el desarrollo de buenas prácticas enfocadas a las áreas de luminotecnia y gestión integral de la energía.

En el componente de capacitación, actualmente se adelanta en el Distrito Capital un programa piloto de formación como especialistas tecnológicos a 130 profesionales, provenientes de empresas de servicios e industrias así como de entidades públicas. El programa piloto incluye entre sus temáticas las políticas y los reglamentos normativos relacionados con el uso racional y eficiente de la energía (URE) en Colombia y los principales referentes internacionales, así como las tendencias en las áreas priorizadas y los desafíos sociales, ambientales y económicos relacionados con la adquisición, adaptación, mantenimiento y uso responsable de las diferentes tecnologías.

Con las actuales condiciones ambientales, y en vista de la necesidad de aprovechar de una manera sostenible los recursos energéticos, las actividades del Convenio seguirán facilitando mecanismos que promuevan prácticas adecuadas para el uso racional y eficiente de energía, acordes con los objetivos y lineamientos del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía, PROURE, así como con las demás políticas y líneas de acción que se adelantan en el país, respondiendo a las necesidades de actualización, transferencia y mantenimiento de las nuevas tecnologías dentro de la cadena de transformación y uso de energía.

1.3 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.

Es de resaltar el reconocimiento de los ciudadanos por haber escogido a Villavicencio como la ciudad anfitriona para la realización de este evento democrático, pues del tal forma se evidencia que el Ministerio de Minas y Energía busca hacer presencia en las regiones y facilitar la participación de los ciudadanos en el Control Social de la Gestión Pública. Por otra parte, se demostró una vez más la participación de las entidades del sector de una manera consolidada, unida y participativa, buscando brindarle al ciudadano la oportunidad ideal de intervenir, cuestionar, indagar y sugerir.

1.4 Acuerdo para la prosperidad del sector minero

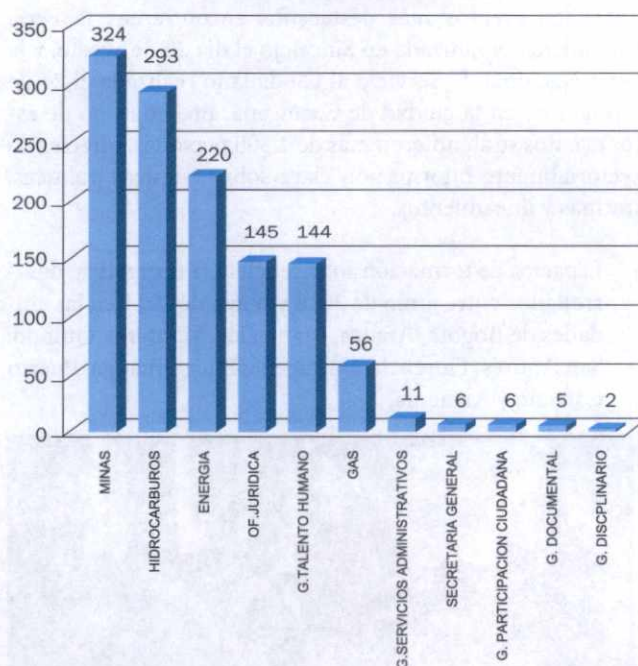


Dentro del marco de las estrategias contenidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relacionadas con la participación ciudadana como garante para la cohesión social y el diálogo efectivo entre el gobierno y la comunidad, se realizó el 30 de abril del 2011 en la ciudad de Chiquinquirá, Boyacá el "Acuerdo 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.

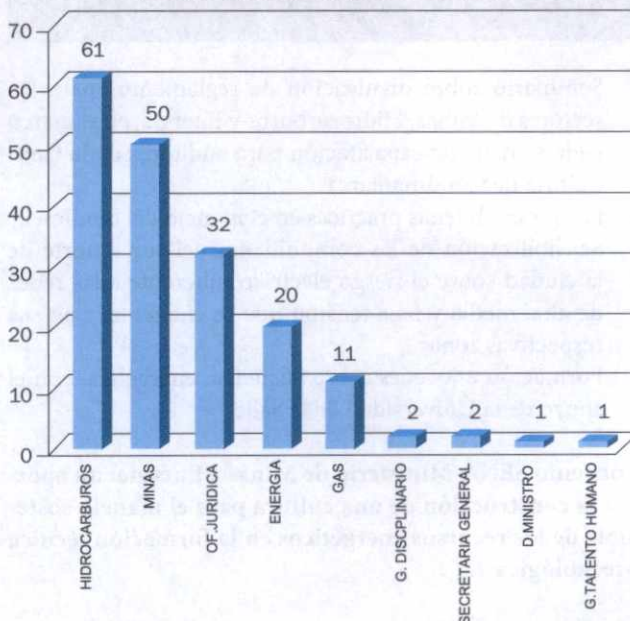
1.5 Seguimiento a los mecanismos de protección ciudadana

El Grupo de Participación Ciudadana hace el seguimiento a la atención oportuna y efectiva de los mecanismos de protección ciudadana, como Acciones de Tutela, de Cumplimiento y de Grupo, Derechos de Petición, Solicitudes de Información, Quejas y Reclamos. Durante el año 2011 fueron instaurados ante el Ministerio de Minas y Energía los siguientes:

**GRÁFICA 1. DERECHOS DE PETICIÓN
ENERO A SEPTIEMBRE DE 2011**



**GRÁFICA 2. QUEJAS Y RECLAMOS
ENERO A SEPTIEMBRE DE 2011**



2. PLANEACIÓN

2.1 Metas del Plan Nacional de Desarrollo

2.1.1 Hidrocarburos y gas

De acuerdo a las metas establecidas para 2011, hasta agosto del presente año se han realizado los siguientes avances:

- Producción diaria promedio de crudo: 952 Kbpd (Miles de barriles por día)
Meta 2011: 1.000 Kbpd
- Producción diaria promedio de gas natural: 1.071 Mpcd (Millones de pies cúbicos diarios)
Meta 2011: 1.270 Mpcd
- Capacidad de transporte por oleoducto: 800 Kbpd (Miles de barriles por día)
Meta 2011: 900 Kbpd
- Capacidad de transporte de gas natural: 1.225 Mpcd (Millones de pies cúbicos diarios)
Meta 2011: se supera la meta establecida de 1.100 Mpcd
- Aumentar las importaciones lícitas de combustibles venezolanos en zonas de frontera: se aumentaron a 5,6 Mg/Mes (Millones de galones por mes)
Meta 2011: 3 Mg/mes
- Nuevos usuarios con servicio de gas natural en todo el país a agosto de 2011: 224.736 nuevos usuarios
Meta 2011: 150.000 nuevos usuarios

2.1.2 Minería

De acuerdo con las metas establecidas para 2011, hasta junio del presente año se han realizado los siguientes avances:

- Producción anual de carbón: 41 MTn (Millones de toneladas)
Meta 2011: 96 MTn.
- Producción anual de oro: 25 Tn (toneladas)
Meta 2011: 56 Tn.

Respecto a la formalización y seguridad minera, el estado de avance de las metas a agosto de 2011 es el siguiente:

- Tiempo de respuesta en la contratación para concesiones: 717 días
Meta 2011: 180 días.
- Cobertura de los títulos mineros fiscalizados: 32,4%
Meta 2011: 90%.

- Cobertura de conocimiento geológico del país: 51,90%
Meta 2011: 54%.

Respecto a la fatalidad minera, hasta junio del presente año, estas son las cifras:

- Índice de fatalidad minera: 1,29
Meta 2011: 2,94

Las cifras relacionadas con créditos otorgados para modernización y seguridad minera a junio de 2011 son:

- Valor de los créditos: 2.370 millones de pesos
Meta 2011: 26.600 millones de pesos

2.1.3 Energía

Hasta agosto de 2011, se registraron los siguientes avances en las metas relacionadas con el sector de energía:

- Capacidad instalada de generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional: 14.408 MW (Mega Watts)
Meta 2011: 14.492 MW.
- Nuevos usuarios rurales en el país en el Sistema Interconectado Nacional, SIN: 26.414
Meta 2011: 25.500 nuevos usuarios.

Respecto a los nuevos usuarios en las Zonas No Interconectadas (ZNI), se tienen los siguientes resultados:

- Nuevos Usuarios ZNI en el país a abril de 2011: 1.500
Meta 2011: 2.900
- Nuevos municipios en zonas no interconectadas con prestación de servicio 24 horas al día a mayo de 2011: 2
Meta a 2011: 6.

2.2 Metas y avances del Plan Estratégico Institucional

Anualmente, el Ministerio de Minas y Energía elabora un plan de acción denominado "Plan Operativo" al cual se le hace seguimiento trimestralmente.

Los insumos principales para su formulación son el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Estratégico Sectorial, este último ya fue formulado para el sector minero energético y aprobado por el entonces ministro de Minas y Energía, Carlos Rodado

Noriega, así como por el Viceministro, Tomás González Estrada, bajo los lineamientos y asesoría de la Presidencia de la República y el Departamento Nacional de Planeación. Además, contó con la participación de las direcciones técnicas del Ministerio y sus entidades adscritas y vinculadas, este plan rige para el período de gobierno 2010 —2014.

Acorde con lo anterior, el Plan Operativo 2011 del Ministerio de Minas y Energía se elaboró de forma tal que estuviese armonizado con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Estratégico Sectorial, el Mapa de Procesos definido en el Sistema de Gestión de la Calidad, y las funciones asignadas en el Decreto 70 de 2001 a cada una de las áreas organizacionales de la entidad, y demás normatividad aplicable en cada caso.

Mediante el seguimiento trimestral del Plan de Acción, se evalúa que los recursos humanos, financieros, físicos y tecnológicos se utilicen de manera óptima y estén orientados al logro de la misión, visión y objetivos institucionales y misionales. Estos últimos 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

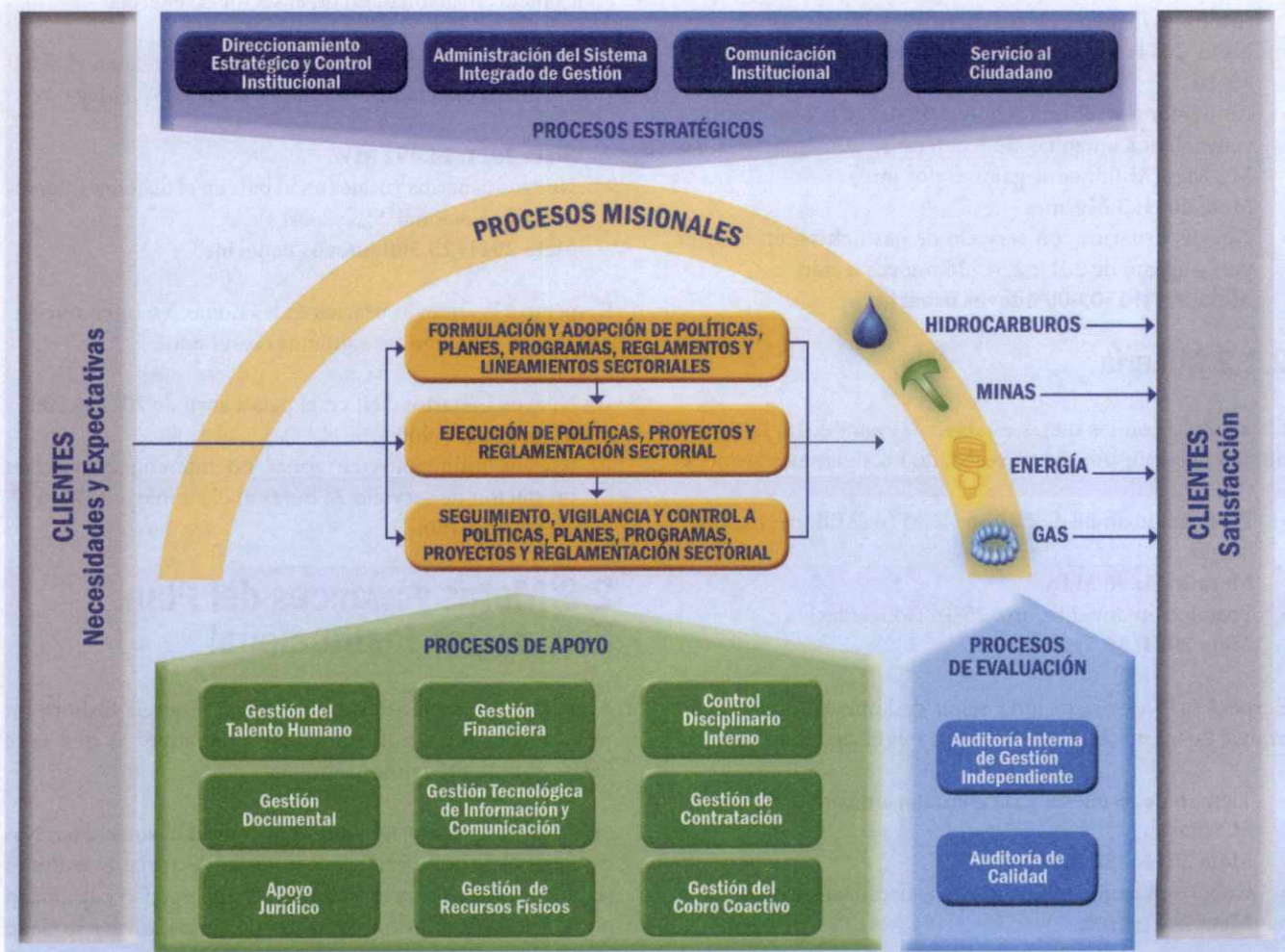
más vulnerable al servicio de la energía eléctrica y gas y 4. Impulsar la integración energética regional.

La ejecución del Plan Operativo ha sido la siguiente: durante la vigencia de 2010, acumulado a diciembre, alcanzó una ejecución en objetivos del 92%, y del 90% en procesos. En el 2011, con corte a junio 30, se lleva una ejecución en objetivos del 39% y en procesos del 42%.

La información de los planes puede ser consultada en la página web del Ministerio www.minminas.gov.co, en la ruta Ministerio / Planes / Informes de Gestión.

2.3 Evaluación de la Implementación del Sistema de Gestión de Calidad

El Sistema de Gestión de la Calidad evolucionó, creando cultura organizacional y una dinámica que permitió mantener la certificación ISO 9001:2008 y lograr la certificación en NTGP 1000:2009.



El 1 y 2 de junio de 2011, se realizó la auditoria externa de certificación por parte de la firma BVQ1 Certification, en las normas ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2009, dando como resultado una (1) no conformidad menor.

Esta certificación tuvo como fortaleza la reingeniería del mapa de procesos, el cual se ajustó de acuerdo con los nuevos requerimientos de la NTCGP 1000:2009 y MECI 1000:2009.

Adicionalmente, la actualización y mejora de instrumentos como el mapa de riesgos, la batería de indicadores y el plan de mejora.

Es importante resaltar que la publicación en la página web e Intraminas del mapa de procesos y documentos del Sistema de Gestión de Calidad es una fortaleza, pues de esta manera está disponible para todos los funcionarios y la ciudadanía en general.

El nivel de cumplimiento en la implementación del Modelo Estándar de Control Interno -MECI alcanzó a diciembre de 2010 el 94,46%, con nivel de riesgo.

2.4 Mejoramiento de trámites institucionales

A continuación se presenta el listado de los trámites y servicios que presta el Ministerio de Minas y Energía a sus usuarios, a través de los cuales se puede solicitar un producto, garantizar debidamente la prestación de un servicio, el reconocimiento de un derecho o la regulación de una actividad de especial interés para la sociedad.

2.4.1 Trámites y/o servicios relacionados con el subsector de energía

- Validación de conciliaciones de subsidios y contribuciones del sector eléctrico y reconocimiento de resultados de validación.
- Expedición de declaratoria de utilidad pública de áreas destinadas a proyectos de generación y transmisión de electricidad.
- Expedición de decreto para fijar la proporción en que debe distribuirse el impuesto de industria y comercio entre los municipios afectados por la construcción de centrales de generación eléctrica.
- Fijación de capacidad instalada y fecha de entrada en operación comercial de una central generadora.

2.4.2 Trámites y/o Servicios relacionados con el subsector de gas

- Solicitud de autorización para la interconexión internacional de gas natural.
- Expedir certificación de municipio no incluido en áreas de servicio exclusivo de gas natural.
- Financiación para acceder a los recursos del Fondo Nacional de Regalías.

2.4.3 Trámites y/o Servicios relacionados con el subsector de hidrocarburos

- Solicitud de permiso para construir y operar una planta de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo.
- Solicitud de visto bueno para la importación de combustibles líquidos, maquinaria y equipos para el sector petrolero.
- Expedición de resolución para legalización de sucursales de compañías petroleras extranjeras.
- Expedición de certificado de dedicación exclusiva en el sector de hidrocarburos.
- Expedición de registro como productor de alcohol carburante.
- Expedición de registro de compañías nacionales como prestadoras de servicios pertenecientes al sector de hidrocarburos.
- Solicitud de aprobación y registro de los vehículos utilizados en el transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo en zonas de frontera.

2.4.4 Trámites y/o servicios relacionados con el subsector de minas

- Expedir amparo administrativo por perturbación de autoridad.
- Certificación de declaratoria de áreas de reserva especial.
- Expropiación de inmuebles a favor de la minería.
- Delimitación de zonas mineras indígenas, de comunidades negras y mixtas.

Estos trámites se encuentran en revisión de acuerdo con el artículo 75 de la Ley 1474 del 12 de julio de 2011, mediante la cual se establece el Estatuto Anticorrupción.

3. GESTIÓN CONTRACTUAL y administrativa

3.1 Acciones para garantizar la transparencia en la contratación

El Ministerio de Minas y Energía cuenta con comités interdisciplinarios que participan activamente en las diferentes etapas del proceso contractual.

El procedimiento se ciñe a lo establecido en las disposiciones legales vigentes.

Todas las actuaciones relacionadas con el proceso contractual se publican para conocimiento de la ciudadanía en general.

3.2 Principales dificultades en la ejecución y explicaciones de las mismas

La legislación contractual es muy cambiante, dando lugar a la inseguridad jurídica.

3.3 Plan de compras

En el año 2010 y 2011 se registró el plan de compras de la entidad en el Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal — SICE.

De conformidad con los plazos establecidos y la normatividad vigente del Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal, SICE, las fechas de registro del Plan de Compras son las siguientes:

- 1 de febrero de 2010 (vigencia 2010)
- 30 de enero de 2011 (vigencia 2011)

Igualmente, la entidad realizó la publicación del plan de compras en la página web del Ministerio de Minas y Energía (ícono de contratación - plan de compras) y el valor registrado fue de \$9.311.083.746 para el año 2010 y \$2.112.896.236 para el 2011.

Durante el periodo comprendido entre agosto de 2010 y agosto de 2011, el Ministerio de Minas y Energía realizó la publicación de los contratos y actos administrativos de procesos de selección (licitación, selección abreviada, concurso de méritos) en el portal de contratación www.contratos.gov.co.

Durante la vigencia 2010, el plan de compras se culminó satisfactoriamente y en la presente vigencia la ejecución está de acuerdo a lo programado.

A través de las resoluciones 180001 de fecha 3 y 4 de enero, el Ministerio efectuó la desagregación del presupuesto para las vigencias fiscales 2011 y 2010 respectivamente.

4. EJECUCIÓN presupuestal

La ejecución presupuestal de gastos y de inversión entre junio de 2010 y junio de 2011 en el Ministerio de Minas y Energía es la que se muestra en las tablas a continuación:

TABLA 1. EJECUCIÓN PRESUPUESTO DE GASTOS A SEPTIEMBRE 30 DE 2011
 Unidad Gestión General
 (Millones de pesos)

Concepto	Presupuesto actual	Ejecución a sep 30/ 2011	Saldo por ejecutar	% Ejecución
Gastos de personal	\$12.400,9	\$8.594,9	\$3.806,0	69,3%
Gastos generales	\$2.949,9	\$2.442,7	\$507,2	82,8%
Transferencias	\$19.638,1	\$11.373,5	\$8.264,6	57,9%
Total funcionamiento	\$34.988,9	\$22.411,1	\$12.577,8	64,1%
Inversión subsidios	\$1.074.729,8	\$867.590,5	\$207.139,3	80,7%
Inversión fondos	\$488.183,0	\$267.377,2	\$220.805,8	54,8%
Inversión demás proyectos	\$22.363,0	\$8.703,0	\$13.660,0	38,9%
Total inversión	\$1.585.275,8	\$1.143.670,7	\$441.605,1	72,1%
Totales	\$1.620.264,7	\$1.166.081,8	\$454.182,9	72,0%

TABLA 2. EJECUCIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIÓN A SEPTIEMBRE 30 DE 2011
 Unidad Gestión General
 (Millones de pesos)

	Proyectos	Presupuesto vigencia 2011	Ejecución a sep 30/2011	Saldo por ejecutar	% De ejecución compromisos frente a presupuesto	Pagos	% De ejecución pagos frente a presupuesto
Minas	Mejoramiento infraestructura informática y física para la gestión minera	2.000,0	142,7	1.857,3	7,1%	82,7	4,1%
	Mejoramiento de la productividad y competitividad minera	3.000,0	2.553,3	446,7	85,1%	134,1	4,5%
	Divulgación y visibilización de bondades económicas y sociales de la actividad minera	332,0	122,2	209,8	36,8%	62,8	18,9%
	Implementación de la política de seguridad minera	1.700,0	1.015,5	684,5	59,7%	895,7	52,7%
	Capacitación, teórico práctica para la reducción o eliminación del uso del mercurio en procesos de beneficio del oro	500,0	497,5	2,5	99,5%	211,2	42,2%
	Censo minero nacional	500,0	94,3	405,7	18,9%	27,2	5,4%
	Asistencia y apoyo a la implementación técnica en áreas de reserva especial	1.000,0	89,7	910,3	9,0%	35,9	3,6%
	Asistencia técnica y social en declaratoria de zonas mineras para comunidades negras e indígenas del territorio nacional	360,0	49,8	310,2	13,8%	26,7	7,4%
	Total minas	9.392,0	4.565,0	4.827,0	48,6%	1.476,3	15,7%

Hidrocarburos	Asesoría para análisis, formulación desarrollo subsector de hidrocarburos	300,0	39,7	260,3	13,2%	10,0	3,3%
	Asesoría diseño adquisición mantenimiento y construcción del SICOM	3.200,0	428,3	2.771,7	13,4%	128,5	4,0%
	Formulación de la planeación y política petrolera nacional	300,0	140,9	159,1	47,0%	26,7	8,9%
	Subtotal	3.800,0	608,9	3.191,1	16,0%	165,2	4,3%
	Compensación por el transporte de combustibles Yumbo-Pasto	33.000,0	25.860,7	7.139,3	78,4%	25.587,7	77,5%
	Total hidrocarburos	36.800,0	26.469,6	10.330,4	71,9%	25.752,9	70,0%
Gas	Asesoría técnica para el seguimiento a los contratos y convenios del subsector de gas combustible nal.	1.100,0	1.096,5	3,5	99,7%	274,1	24,9%
	Asesoría para la conceptualización y formulación, reglamentación técnica sector gas	700,0	0,0	700,0	0,0%	0,0	0,0%
	Fondo Especial Cuota de Fomento	27.283,0	18.241,4	9.041,6	66,9%	537,7	2,0%
	Total gas	29.083,0	19.337,9	9.745,1	66,5%	811,8	2,8%
Vice	Diseño y ejecución de la estrategia para la gestión nacional e internacional de la agenda ambiental sector minero energético	700,0	282,8	417,2	40,4%	76,5	10,9%
	Total vice	700,0	282,8	417,2	40,4%	76,5	10,9%
Energía	Subsidios sector eléctrico	897.229,8	697.229,8	200.000,0	77,7%	697.229,8	77,7%
	Subsidios sector gas	144.500,0	144.500,0	0,0	100,0%	142.237,9	98,4%
	Fondo FAER	43.400,0	0,0	43.400,0	0,0%	0,0	0,0%
	Fondo FOES CSF	74.000,0	1.998,3	72.001,7	2,7%	1.998,3	2,7%
	Fondo FOES SSF	1.000,0	1.000,0	0,0	100,0%	1.000,0	100,0%
	Fondo FAZNI	162.200,0	162.137,5	62,5	100,0%	24.800,0	15,3%
	FSSRI sector eléctrico	115.000,0	80.000,0	35.000,0	69,6%	77.757,4	67,6%
	FSSRI sector gas	5.500,0	4.000,0	1.500,0	72,7%	4.000,0	72,7%
	Fondo PRONE	59.800,0	0,0	59.800,0	0,0%	0,0	0,0%
	Total energía	1.502.629,8	1.090.865,6	411.764,2	72,6%	949.023,4	63,2%
Admon. documental	Construcción Archivo Central MME	1.500,0	562,1	937,9	37,5%	54,0	3,6%
	Organización archivística	740,0	0,0	740,0	0,0%	0,0	0,0%
	Total	2.240,0	562,1	1.677,9	25,1%	54,0	2,4%
Particip. ciudadana	Diseño e implementación herramientas de participación ciudadana	1.200,0	674,0	526,0	56,2%	227,1	18,9%
	Total	1.200,0	674,0	526,0	56,2%	227,1	18,9%

Sistemas	Actualización infraestructura informática y de comunicaciones de MME	2.181,0	794,7	1.386,3	36,4%	265,7	12,2%
	Total	2.181,0	794,7	1.386,3	36,4%	265,7	12,2%
Administrativa	Mejoramiento infraestructura física del Ministerio de Minas y Energía	1.050,0	119,0	931,0	11,3%	46,6	4,4%
	Total	1.050,0	119,0	931,0	11,3%	46,6	4,4%
Total Secretaria General		6.671,0	2.149,8	4.521,2	32,2%	593,4	8,9%
Gran total		1.585.275,8	1.143.670,7	441.187,9	72,1%	977.734,3	61,7%

5. DESARROLLO del talento humano

5.1 Nombramiento y planta de personal

5.1.1 Convocatoria 001 de 2005

La Comisión Nacional del Servicio Civil, CNSC, mediante Convocatoria 001 de 2005, convocó al proceso de selección para proveer por concurso abierto de méritos los empleos de carrera administrativa de las entidades y organismos del orden nacional y territorial regidas por la Ley 909 de 2004.

Durante el periodo agosto de 2010 — agosto de 2011, se realizaron 10 posesiones producto de la convocatoria 001 de 2005.

5.1.2 Planta de Personal

La Planta de Personal cuenta con 214 cargos, de los cuales al 1 de agosto de 2011 se encuentran provistos 200. En el periodo agosto 2010 — agosto 2011, esta planta no sufrió modificaciones, es decir no existieron supresiones o creaciones de empleos.

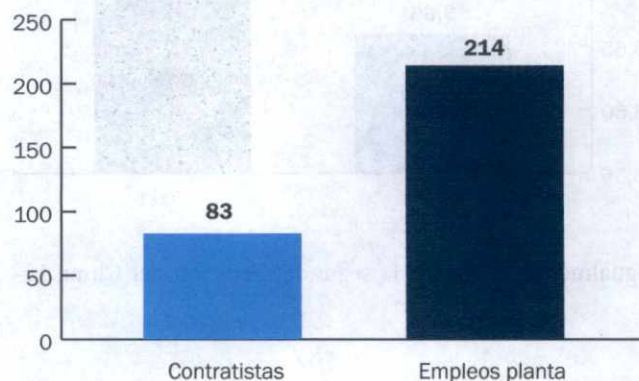
En el mismo periodo, se realizaron 4 nombramientos de nivel directivo:

Ministro: Carlos Enrique Rodado Noriega
Viceministro: Tomás González Estrada
Secretario General: Jorge Alberto García Calume
Director de Minas: Germán Vargas Cuervo

GRÁFICA 2. PLANTA DE PERSONAL



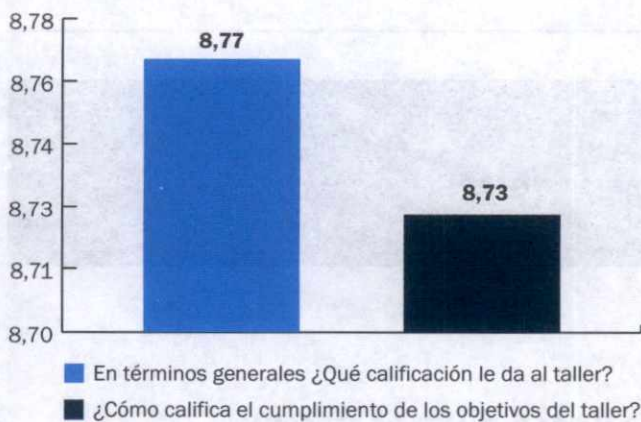
GRÁFICA 3. CONTRATISTAS - PLANTA



5.2 Capacitación

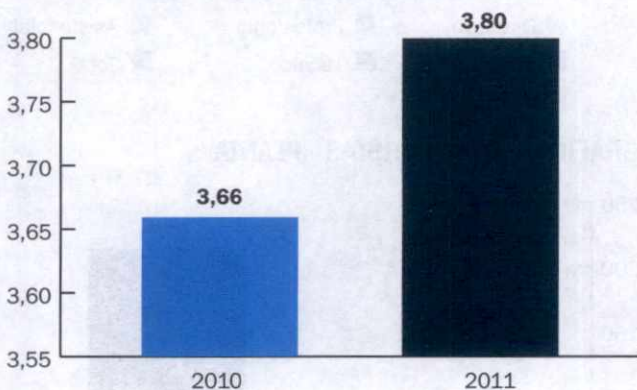
Durante el periodo agosto 2010 — agosto 2011, se desarrollaron 14 talleres para el cierre de brechas de los funcionarios del Ministerio. Estas brechas se determinaron a través de diferentes instrumentos de evaluación implementados con anterioridad en la entidad. En general, el promedio de calificación de estos talleres fue de 8,75 sobre 10 puntos

GRÁFICA 4. EVALUACIÓN TALLERES CIERRE DE BRECHAS



En el 2011 se realizó la segunda medición de competencias 360° para cada uno de los funcionarios del Ministerio de Minas y Energía, obteniendo como resultado 3,8 sobre 5 puntos posibles, reflejando un aumento importante con respecto al año anterior.

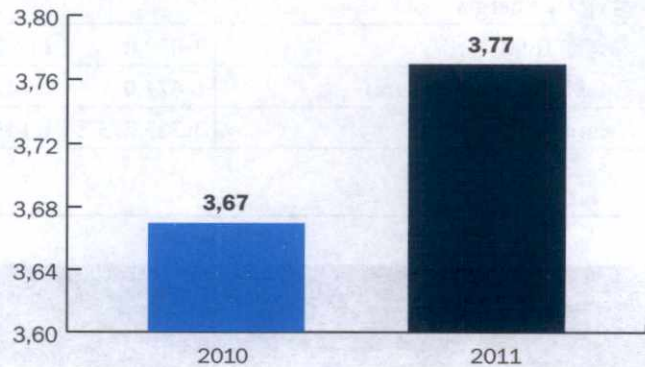
GRÁFICA 5. EVALUACIÓN COMPETENCIAS



Igualmente, se realizó la segunda medición del Clima La-

boral, la puntuación de la medición 2010 aumentó comparativamente con la valoración realizada en el año 2009; aún se encuentra en un rango medio lo cual nos indica mejoras por ejecutar.

GRÁFICA 6. EVALUACIÓN 2009 - 2010



5.3 Bienestar

El Ministerio de Minas y Energía, en el periodo agosto 2010— agosto 2011, desarrolló diferentes actividades que tuvieron como objetivo el mejoramiento de la calidad de vida de los funcionarios y de su núcleo familiar. Además, se dio cumplimiento a los lineamientos del Decreto 1567 de 1998, con respecto al tema de bienestar social.

Entre las actividades realizadas están:

- Celebración de los cumpleaños para los funcionarios
- Gimnasia laboral para los funcionarios los días martes y jueves
- Día de la secretaria
- Día de la mujer
- Día de la madre
- Entrega de los kit escolares para los hijos de los funcionarios del Ministerio.
- Taller dirigido a los padres
- Celebración cumpleaños correspondiente al primer trimestre del año 2011
- Taller de vivencia estratégica realizada el 15 de julio dirigida a los conductores de la entidad

6. CONTROL interno

La gestión de la Oficina de Control Interno del Ministerio de Minas y Energía está dirigida a contribuir para que las políticas, planes, programas, procesos e instrumentos de la entidad se realicen de acuerdo con las normas vigentes, identificando las oportunidades de mejoramiento continuo del Sistema de Control Interno.

Con base en los documentos expedidos por esta Oficina, producto de las asesorías, alertas, evaluaciones y seguimientos, se concluyó que el Sistema de Control Interno del Ministerio presentó un grado de desarrollo muy importante, por cuanto, en términos generales, los instrumentos, mecanismos y elementos de control adoptados, aportan de manera sustancial y sin dificultad para el logro íntegro de los objetivos y metas institucionales.

6.1 Implementación Modelo Estándar de Control Interno – MECI

Con base en la aplicación del cuestionario, diligenciado en febrero de 2011, y en la metodología de interpretación dada por el Departamento Administrativo de Función Pública, DAFP, se estableció que el grado de cumplimiento en la implementación de MECI es del 96,03%, con un nivel de riesgo BAJO.

La Oficina de Control Interno recomendó al Ministerio continuar con las gestiones conducentes a mejorar el desarrollo y mantenimiento de todos los elementos que integran el Sistema de Control Interno, descritos en el Manual de Implementación del Modelo de Control Interno para Entidades del Estado.

6.2 Estado del proceso contable

El grado de implementación, desarrollo y mantenimiento de los controles asociados a las actividades del proceso contable del Ministerio de Minas y Energía, es adecuado con una calificación de 4.55 sobre 5, con un nivel de riesgo BAJO, de acuerdo con los resultados de la Encuesta del Sistema de Control Interno Contable 2011, diseñada por la Contaduría General de la Nación.

Lo anterior quiere 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.

6.3 Auditoría gubernamental vigencia 2009 - 2010

La Contraloría General de la República, CGR, para las vigencias 2009 y 2010, desarrolló auditorías gubernamentales con enfoque integral modalidad regular con base en la gestión en las áreas, procesos, actividades y estados contables consolidados; la CGR concluyó que las operaciones financieras, administrativas y económicas se realizaron conforme a las normas legales, estatutarias y de procedimientos aplicables, feneciendo la cuenta, clasificándola en el cuadrante D22, que corresponde a una gestión favorable con observaciones y el dictamen de los estados financieros con salvedades.

6.4 Plan de mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República, CGR

6.4.1 Formulación Plan de Mejoramiento vigencia 2010

Como resultado de la auditoría realizada por la Contraloría, se formularon 50 actividades encaminadas a subsanar o corregir 37 hallazgos.

En relación con las observaciones pendientes de cumplimiento de las vigencias 2004, 2005, 2007, 2008 y 2009, se encuentran en ejecución 70 actividades, correspondientes a 45 hallazgos.

De lo anterior, se concluye que el actual Plan de Mejoramiento suscrito por el Ministerio está conformado por 120 actividades orientadas a corregir 82 hallazgos, como se muestra en la Tabla 3.

TABLA 3. PLAN DE MEJORAMIENTO SUSCRITO CON LA CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
 Vigencia de las metas formuladas
 Suscrito en septiembre de 2011

ÁREA ORGANIZACIONAL			PLAN DE MEJORAMIENTO FORMULADO DE LA VIGENCIA					
			2010	2009	2008	2007	2005	2004
1	Dirección de Energía	4	2			1		1
2	Dirección de Gas	1	1					
3	Dirección de Minas	48	13	30	3		1	1
4	Dirección de Hidrocarburos	6	5	1				
5	Grupo de Financiera	12	8	3		1		
6	Grupo de Talento Humano	1	1					
7	Grupo de Gestión Ambiental	1					1	
8	Grupo de Jurisdicción Coactiva	1						1
9	Grupo de Servicios Administrativos	2	1				1	
10	Grupo de Sistemas	6	6					
Total		82	37	34	3	2	3	3
Porcentaje		100%	45,1%	41,5%	3,7%	2,4%	3,7%	3,7%

6.4.2 Seguimiento Plan de Mejoramiento

El seguimiento efectuado a septiembre de 2011 al Plan de Mejoramiento, se encuentra ejecutado en un 12%, es decir, que de las 120 actividades formuladas, 14 se han cumplido totalmente, 8 se encuentran cumplidas parcialmente y 98

están pendientes de cumplimiento, sin que aún se hubiera cumplido la fecha de ejecución.

Lo anterior, permite concluir que el Ministerio no presenta atraso en el cumplimiento del mismo, teniendo en cuenta que se lleva solo un mes de haber iniciado la ejecución, según se muestra en la Tabla 4.

TABLA 4. ESTADO DE LAS ACTIVIDADES

ESTADO DE LAS ACTIVIDADES	NIVEL DE RIESGO	ACTIVIDADES	%
Cumplida	Bajo	14	11,7%
Cumplida parcialmente	Mediano	8	6,7%
Pendiente	Alto	0	0,0%
Realización posterior	Ninguno	98	81,7%
Total		120	100%

6.5 Seguimiento normas de austeridad

Mensualmente, la Oficina de Control Interno verifica la aplicación de las normas de austeridad del gasto por parte del Ministerio, concluyendo que éste da cumplimiento a las disposiciones normativas en materia de austeridad del gasto público.

7. 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:

7.1 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.

7.2 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, así como 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 5° 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 distribuir 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.