



Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia



Memorias al Congreso de la República 2011 - 2012



ISBN 978-958-8363-14-1

La locomotora que *mueve* al país

Mauricio Cárdenas Santa María
Ministro de Minas y Energía

Memorias al Congreso de la República

2011 - 2012

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Mauricio Cárdenas Santamaría
Ministro

Tomás González Estrada
Viceministro de Energía

Henry Medina González
Viceministro de Minas

Claudia Isabel González Sánchez
Secretaría General

Juan José Parada Holguín
Jefe Oficina Jurídica

Ingrid Cecilia Espinosa Sánchez
Jefe Oficina Control Interno

Martha Liliana Amaya Parra
Directora Técnica de Hidrocarburos

Alonso Mayelo Cardona Delgado
Director Técnico de Energía Eléctrica

Carlos Cante Puentes
Asesor con asignación de funciones de Director de Formalización Minera

Javier Octavio García Granados
Asesor con asignación de funciones de Director de Minería Empresarial

Nydia Marlén Sánchez Gutiérrez
Enlace Congreso de la República

Ricardo Santamaría Daza
Asesor de Prensa

Claudia Noreña Botero
Diseño y diagramación

ENTIDADES ADSCRITAS

Unidades Administrativas Especiales

Agencia Nacional de Hidrocarburos - AN H
Orlando Cabrales Segovia

Agencia Nacional de Minería - ANM
María Constanza García

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
Germán Castro Ferreira

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
Ángela Inés Cadena Monroy

Establecimientos Públicos

Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE
Carlos Eduardo Neira Estrada

Servicio Geológico Colombiano
Óscar Eladio Paredes Zapata

ENTIDADES VINCULADAS

Ecopetrol S.A.
Javier Genaro Gutiérrez Pemberthy

Financiera de Desarrollo S.A.
Luz Esperanza Rojas Jiménez

OTRAS ENTIDADES

Interconexión Eléctrica S.A. - ISA
Luis Fernando Alarcón Matilla

ISAGEN S.A. E.S.P.
Luis Fernando Rico Pinzón

Empresa URRÁ S.A. E.S.P.
Alfredo Solano Berrío

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

Índice

REESTRUCTURACIÓN	23
HIDROCARBUROS	27
1. Avances en las metas generales del Plan Nacional de Desarrollo - PND	29
1.1. Contratos	29
1.1.1. Exploración	30
1.1.2. Exploración sísmica	31
1.1.3. Pozos exploratorios (A-3)	32
1.2. Reservas	32
1.3. Producción	33
1.4. Contratos Exploración y Producción - E&P	34
1.5. Convenios de explotación	39
1.5.1. Convenios de exploración y explotación	40
2. Regalías	40
2.1. Giro directo al patrimonio autónomo FIA	45
2.2. Cálculo de descuentos Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP	46
2.3. Desahorro Extraordinario, artículo 45 de la Ley 1151 de 2007 (Saneamiento de Cartera Hospitalaria)	47
2.4. Desahorro extraordinario, artículo 44 de la Ley 1430 de 2010, modificado por el artículo 118 de la Ley 1450 de 2011	47
2.5. Comercialización de Regalías	47
2.6. Rendimientos financieros	48
2.7. Margen de comercialización	48
3. Zonas de frontera	48
3.1. Departamento de La Guajira	49
3.2. Departamento de Cesar	50
3.3. Departamento de Norte de Santander	50
3.4. Departamento de Boyacá	51
3.5. Departamento de Arauca	51
3.6. Departamento de Vichada	52
3.7. Departamento de Guainía	52
3.8. Departamento de Vaupés	53
3.9. Departamento de Amazonas	53
3.10. Departamento de Putumayo	53
3.11. Departamento de Nariño	54
3.12. Departamento de Chocó	55

4.	Programas de reconversión socio laboral	55
4.1.	Actividades del periodo comprendido entre el 1 de junio de 2011 y 30 de diciembre de 2011	56
4.1.1.	La Guajira	56
4.1.2.	Norte de Santander	56
4.1.3.	Arauca	57
4.1.4.	Vichada	57
4.1.5.	Guainía	57
4.1.6.	Nariño	57
5.	Biocombustibles	57
5.1.	Alcohol carburante	58
5.2.	Biodiesel	60
5.3.	Factor de producción eficiente	62
5.4.	Proyectos en materia de biocombustibles	63
5.4.1.	Preparación de una evaluación de ciclo de vida de la cadena de producción de biocombustibles en Colombia y conjunto de herramientas para promover inversiones en el sector biocombustibles	63
5.4.2.	Preparación de un estudio de mercado de biocombustibles y conjunto de herramientas para su exportación	64
5.4.3.	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	64
5.4.4.	Difusión y capacitación del personal técnico y operativo de las buenas prácticas para el almacenamiento y transporte del biodiesel y sus mezclas.	65
5.5.	Regulación de los agentes de la cadena de distribución de combustibles	65
5.6.	Fortalecimiento institucional	67
5.6.1.	Certificados de Conformidad	67
5.6.2.	Contratos y exhibición de la marca en las estaciones de servicio automotriz	68
5.6.3.	Diseño, implementación y ampliación del SICOM	68
5.7.	Distribución del mercado de los productores de alcohol	70
5.8.	Distribución del mercado de los productores de biodiesel	71
5.9.	Consulta de precios de venta de combustible	73
5.9.1.	Acceso al Sistema SICOM	73
5.9.2.	Certificación de Calidad Estadística de SICOM	74
5.9.3.	Retos en SICOM	74
5.10.	Aspectos a desarrollar	75
5.11.	Funciones delegadas a la CREG y la SIC	75
5.12.	Uso de sistemas de rastreo y precintos electrónicos	76
6.	Reservas de gas natural	77
6.1.	Nuevos contratos de exploración que involucran gas natural	77
6.2.	Avance de los contratos de exploración de gas natural existentes	80

6.3.	Prospectos de gas	80
7.	Oferta de gas natural	80
8.	Transporte de gas natural	81
8.1.	Transportadora De Gas Internacional – TGI	81
8.1.1.	Programas y proyectos para 2012	81
8.1.2.	Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural	85
8.1.2.1.	Proyectos en ejecución 2011–2012	85
8.2.	PROMIGAS S.A. E.S.P	86
8.3.	PROGASUR S.A. E.S.P	87
8.4.	TRANSMETANO S.A E.S.P.	87
8.4.1.	Transporte de gas por el gasoducto Sebastopol - Medellín	87
8.4.2.	Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural. Plan de inversiones de 2011 – 2012 presupuestado y ejecutado	87
8.5.	TRANSGASTOL S.A.E.S.P	88
8.6.	TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P	88
8.7.	TRANSORIENTE S.A. E.S.P.	88
9.	Comercialización de gas natural	89
10.	Distribución de gas natural	90
11.	Áreas de servicio exclusivo de gas natural	90
12.	Fondo Especial Cuota de Fomento	91
13.	Fondo Nacional de Regalías	92
14.	Gas natural vehicular y estaciones de servicio de GNCV	93
15.	Aspectos regulatorios y/o de gas natural	94
15.1.	Decreto de abastecimiento de gas natural	94
15.2.	Comercialización de gas natural	94
15.3.	Transporte de gas natural	95
15.3.1.	Metodología de comparación de los costos unitarios de los servicios públicos domiciliarios de gas natural y gas licuado de petróleo distribuido a través de cilindros	95
15.3.2.	Metodología de remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería	95
15.3.3.	Aprobación de cargos para la distribución de gas combustible por redes de tubería	95
15.4.	Comercialización de gas combustible por redes de tubería	97
15.4.1.	Aprobación de cargos de comercialización	98
15.4.2.	Fórmula tarifaria	98
15.4.3.	Acceso a los sistemas de transporte de usuarios conectados o con posibilidad de conectarse a las redes de distribución	98
16.	Gas Licuado de Petróleo – GLP	99
16.1.	Producción y Consumo	99
16.2.	Proceso de certificación de plantas de envasado de GLP	99
16.3.	Resultados del periodo de transición en el esquema de parque universal de cilindros a un	

	esquema de parque marcado de cilindros de propiedad de los distribuidores	99
16.4.	Programa reposición y mantenimiento de tanques estacionarios	100
16.5.	Aspectos regulatorios en materia de Gas Licuado de Petróleo – GLP	102
16.6.	Reglamento de Comercialización Mayorista de GLP	102
16.7.	Continuación del programa de reposición y mantenimiento de cilindros	102
16.8.	Transporte de GLP	102
16.9.	Código de Medida de GLP	102

MINAS **103**

1.	Marco institucional del sector minero	106
1.1.	Ministerio de Minas y Energía	106
1.2.	Agencia Nacional de Minería	106
1.3.	Servicio Geológico Colombiano	106
1.4.	Gobernaciones delegadas	106
1.5.	UPME	107
2.	Cifras del sector minero	107
2.1.	Macroeconómicas	107
2.1.1.	PIB Minero	107
2.1.2.	Inversión Extranjera Directa en Minería y Exportaciones Mineras	109
2.2.	Minería	110
2.2.1.	Regalías	110
2.2.2.	Producción	111
3.	Ejecutorias y avances del periodo 2011 – 2012	112
3.1.	Objetivos y metas del Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019	112
3.2.	Ejecutorias	112
3.2.1.	Líneas para facilitar la actividad minera	112
3.2.1.1.	Agenda para promover la inversión minera	112
3.2.1.1.1.	Información y atención al minero	112
3.2.1.1.2.	Procesos ágiles y efectivos	113
3.2.1.2.2.	Contratación y titulación minera	113
3.2.1.2.3.	Catastro Minero Colombiano, CMC	115
3.2.1.2.4.	SIMCO	115
3.2.1.2.5.	Reservas Especiales	118
3.2.1.2.6.	Zonas Mineras Indígenas y de Comunidades Negras	119
3.2.1.2.7.	Expropiaciones a favor de la minería	120
3.2.1.2.8.	Contrato de administración parafiscal de la esmeralda	121
3.2.1.2.9.	Seguridad y Salvamento Minero	121

3.2.1.3.	Información Geológica Minera de Libre y Fácil Acceso	125
3.2.2.	Líneas de fiscalización del aprovechamiento minero	126
3.2.2.1.	Procesos efectivos de recaudo, liquidación, distribución y giro de regalías	126
3.2.2.2.	Precio base para liquidación de regalías	127
3.2.2.3.	Procesos efectivos de fiscalización integral de la actividad minera	127
3.2.2.4.	Programa de Formalización Minera	128
3.2.2.5.	Programa de Legalización de Minería de Hecho	131
3.2.2.6.	Programa Integral de Control a la Ilegalidad	133
3.2.3.	Líneas para promover el mejoramiento de la productividad y competitividad en la minería	138
3.2.3.1.	Agenda para la modernización de la minería tradicional	138
3.2.3.2.	Proyectos de Fomento Minero	140
3.2.3.3.	Estrategia de financiamiento para el Sector Minero	140
3.2.3.4.	Censo Minero	141
3.2.4.	Líneas para promover el desarrollo sostenible en la minería	144
3.2.4.1.	Aspectos ambientales	144

ENERGÍA **147**

1.	Administración y operación del mercado 2011	149
2.	Planeación energética – UPME	155
2.1.	Plan de Expansión de Referencia de Generación 2011 - 2025	155
2.1.1.	Expansión sistema colombiano mediano plazo	155
2.2.	Transmisión de energía eléctrica	157
2.2.1.	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT	159
2.3.	Convocatorias públicas – obras de transmisión	159
2.4.	Energización y ampliación de la cobertura	161
2.4.1.	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica	161
2.4.2.	Plan de expansión del Operador de Red (OR)	162
2.4.3.	Planeamiento Zonas No Interconectadas (ZNI)	163
2.4.4.	Gestión en la evaluación de los proyectos a financiar con recursos de fondos de financiación	163
2.5.	Demanda de electricidad	164
2.5.1.	Proyectos OIEA	164
2.5.2.	Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia 2012 – 2031	164
2.5.3.	Proyecciones de demanda de energía eléctrica por sectores 2012 – 2015	164
2.5.4.	Caracterización de la demanda de energía	165
2.6.	Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética - CACSE	165

2.7.	Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía	165
2.8.	Medio ambiente	168
3.	FONDOS DE FINANCIACIÓN	170
3.1.	Fondo de Energía Social – FOES	170
3.2.	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos FSSRI	171
3.2.1.	Información Básica	171
3.2.2.	Información Estadística	171
3.2.3.	Perspectivas	172
3.3.	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas, FAZNI	172
3.4.	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER	173
3.5.	Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE	174
4.	Prestación del servicio de energía en zonas no interconectadas	175
4.1.	Proyectos ejecutados, en proceso de ejecución y programados 2004 - 2011	176
4.2.	Seguimiento Técnico de Proyectos Energéticos	177
4.3.	Proyectos de Investigación, Ciencia y Tecnología	180
4.3.1.	Adquisición, montaje, pruebas y puesta en operación de diez seguidores solares en diferentes localidades en la Zonas No Interconectadas.	180
4.3.2.	Implementación de aerogeneradores y obras complementarias para la integración de soluciones energéticas con fuentes no convencionales en la Alta Guajira	180
4.3.3.	Investigación e implementación de prototipos vivienda bioclimática dentro de programas URE en diferentes localidades de las ZNI	180
4.3.4.	Proyecto piloto de sustitución de diesel por gas licuado del petróleo - GLP en Isla Fuerte - Bolívar	181
4.3.5.	Generación de energía con gasificación de residuos de madera en Necoclí	181
4.3.6.	Implementación de una planta de biodiesel en Mutatá - Urabá Antioqueño	181
4.3.7.	Piloto híbrido solar diesel en Titumate - Chocó	182
4.4.	Subsidios por Menores Tarifas en las ZNI	182
4.5.	Actividades y productos desarrollados por el Centro Nacional de Monitoreo, CNM	183
4.6.	Telemetría de combustibles en Zonas No Interconectadas	183
4.7.	Proyecto piloto de monitoreo de potenciales energéticos mediante estaciones de medición	184
4.8.	Logros CNM, Centro Nacional de Monitoreo para las ZNI	185
5.	Marco regulatorio del sector eléctrico	185
5.1.	Mercado mayorista	185
5.1.1.	Convocatoria a Subastas del Cargo por Confiabilidad	186
5.1.2.	Gas natural importado	186
5.1.3.	Anillos de seguridad	187
5.1.4.	Auditorías al Operador del Mercado	187
5.1.5.	Mercado organizado (MOR)	187

5.1.6.	Normas para condiciones de crisis	187
5.2.	Transmisión	188
5.2.1.	Aprobación de inventarios a cada transmisor	188
5.2.2.	Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada	188
5.3.	Distribución	189
5.3.1.	Metodología para remunerar planes de reducción de pérdidas	189
5.3.2.	Alumbrado público	189
5.3.3.	Costos máximos del servicio de alumbrado público	190
5.3.4.	Facturación y recaudo conjunto del servicio de alumbrado público	190
5.3.5.	Actualización de cargos de distribución	190
5.3.6.	Actualización del código de medida	191
5.3.7.	Calidad del servicio en distribución de energía eléctrica	191
5.3.7.1.	Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada	191
5.3.7.2.	Calidad del servicio en el SDL	191
5.4.	Comercialización	193
5.4.1.	Introducción	193
5.4.2.	Desarrollo	193
5.4.2.1.	Reglamento de comercialización de energía eléctrica	193
5.4.3.	Metodología de remuneración de comercialización de energía eléctrica	194
5.4.4.	Zonas No Interconectadas	194
5.4.4.1.	Solicitud revisión tarifaria	194
5.4.4.2.	Fórmula tarifaria	195
5.4.4.3.	Interconexiones internacionales	195
5.4.4.4.	Armonización regulatoria andina	195
6.	Financiera de Desarrollo Nacional - FEN	197
6.1.	Principales hechos de gestión de la FEN durante 2011	199
6.2.	Perspectivas para el año 2012	201
7.	Transporte de energía eléctrica en Colombia	202
7.1.	Portafolio de servicios	202
7.2.	Comportamiento de la red	203
7.3.	Energía No Suministrada –ENS–	203
7.4.	Disponibilidad de la red de transmisión	204
7.5.	Atentados a la infraestructura eléctrica	204
7.6.	Torres afectadas por el invierno	205
7.7.	Desarrollo tecnológico	205
7.8.	Negocio Construcción de Proyectos de Infraestructura	207
8.	Gestion comercial ISAGEN	208
8.1.	Producción y comercialización	208
8.2.	Comercialización	209

8.3.	Plan de expansión	210
8.3.1.	Proyectos en ejecución	211
8.3.1.1.	Trasvase Manso	211
8.3.1.2.	Proyecto Amoyá	211
8.3.1.3.	Proyecto Sogamoso	212
8.4.	Gestion ambiental y social	213
8.5.	Cambio Climático	215
8.6.	Resultados financieros	216

ADMINISTRATIVO **217**

1.	Comentarios a la ejecución presupuestal de la vigencia 2011	219
1.1.	Funcionamiento	219
1.2.	Inversión	220
2.	Servicios administrativos	222
2.1.	Programa de Gestión de Activos	222
3.	Participación ciudadana en el ejercicio y control de lo público y la lucha contra la corrupción	224
3.1.	Espacios de interacción con la ciudadanía	224
3.2.	Fortalecimiento de competencias de los servidores públicos en Servicio al Ciudadano	226
3.3.	Mecanismos ciudadanos	226
4.	Sistema de Gestión	227
4.1.	Plan Sectorial de Desarrollo Administrativo	227
4.2.	Sistema Integrado de Gestión	227
4.3.	Modelo Estándar de Control Interno, MECI	228
5.	Desarrollo del talento humano	228
5.1.	Reestructuración del Ministerio de Minas y Energía	228
5.2.	Capacitación	229
5.3.	Bienestar	229
6.	Gestión Grupo de Tecnologías de Información Y Comunicación - Tic	230
6.1.	Modernización de la Infraestructura de TIC	230
6.2.	Implementación de Servicios y Sistemas de Información	230

CONTROL INTERNO **235**

Siglas

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

CORPOGUAVIO	Corporación Autónoma del Guavio	EMICAUCA	Empresa Minera Indígena del Cauca
CORPOMACARENA	Corporación para el desarrollo sostenible del área de manejo especial de la Macarena	EMSA	Electrificadora del Meta S.A.E.S.P
CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia	ENAGAS	Empresa Nacional de Gas de España
CORPOURABÁ	Corporación Autónoma de Urabá	ENERTOLIMA	Compañía Energética del Tolima
CPR	Contratos de Participación y Riesgo	ENELAR	Empresa de Energía de Arauca
CRC	Centro Regional de Control	ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
CRD	Centro Regional de Despacho	EOT	Esquema de Ordenamiento Territorial
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	EPC	Engineering Procurement and Construction
CREPADS	Comités Regionales de Prevención y Atención de Desastres	EPSA	Empresa de Energía del Pacífico
CRT	Capacidad Teórica de Cuentas	ESAP	Escuela Superior de Administración Pública
CZN	Cerrejón Zona Norte	ESP	Empresa de Servicios Públicos
DC	Direct Current	ESSA	Empresa de Energía de Santander
DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública	ETESA	Empresa de Transmisión de Panamá
DAM	Distrito Alto Magdalena	EVA	Indicadores de Valor Económico Agregado
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística	Factor R	Rentabilidad del Proyecto
DNA	Demanda no Atendida	FBM	Formato Básico para Captura de Información Minera
DANSOCIAL	Departamento Administrativo Nacional de la Economía Solidaria	FAEP	Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera
DES	Duración de las fallas contabilizadas del servicio de Energía Eléctrica	FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
DGH	Dirección General de Hidrocarburos	FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
DGM	Dirección General de Minas	FEDESMERALDAS	Federación Nacional de Esmeraldas
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	FEN	Financiera Eléctrica Nacional
DIMAR	Dirección General Marítima	FENALCARBON	Federación Nacional de Carboneros de Colombia
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico	FES	Frecuencia de las Fallas Contabilizadas del servicio de energía eléctrica
DNP	Departamento Nacional de Planeación	FIMIN	Fondo de Inversión Minera
DPAD	Dirección de Prevención y Atención de Desastres	FIP	Fondo de Inversiones para la Paz
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica	FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
DTF	Depósitos a Término Fijo	FNR	Fondo Nacional de Regalías
E&L	Integridad Operativa, Energía y Pérdidas	FOB	Free on Board (franco a bordo)
E&P	Actividad Exploratoria y de Producción	FOES	Fondo de Energía Social
EADE	Empresa Antioqueña de Energía	FONADE	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá	FONPET	Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales
ECOCARBÓN	Empresa Colombiana de Carbones	FOREC	Fondo de Reconstrucción del Eje Cafetero
ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas	FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos	GENSA	Gestión Energética S.A.
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia	GLP	Gas Licuado del Petróleo
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío	GMF	Gravamen a los movimientos financieros
EEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá	GNC	Gas Natural Comprimido
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca	GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular
EPPM	Empresas Públicas de Medellín	GNV	Gas Natural Vehicular
EIA	Energy International Agency - Agencia Internacional de Energía	GPPS	Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad
ELECTRICARIBE	Electrificadora del Caribe S.A.	GRT	Grupos Regionales de Trabajo
ELECTROCAQUETÁ	Electrificadora del Caquetá	GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
ELECTROCOSTA	Electrificadora de la Costa Atlántica	GTZ	Cooperación Técnica Alemana
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila	HMR	Gerenciamiento de Hidrocarburos
ELECTROLIMA	Electrificadora del Tolima en Liquidación	HSE	Salud e higiene y seguridad industrial

IBA	índice Anual de Bursatilidad Accionaria	PASM	Programa de Aprovechamiento Sostenible de la Sabana
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones	P&G	Pérdidas y Ganancias
ICP	Instituto Colombiano de Petróleos	PAZ DEL RÍO S.A.	Acerías Paz del Río S.A.
ICPC	Instituto Colombiano de Productores de Cemento	PCBs	Contaminantes orgánicos persistentes
ICRP	Comisión Internacional de Protección Radiológica	PCH	Pequeña central hidroeléctrica
IDA	Índice de disponibilidad de activos	PDAC	Prospectors and Developers Association of Canada
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales	PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
IED	Inversión Extranjera Directa	PEMEX	Petróleos de México
IFI	Instituto de Fomento Industrial	PEN	Plan Energético Nacional
IFO	Combustible para Calderas	PETIC's	Plan Estratégico de Tecnología de Información y Comunicaciones del Sector Minero Colombiano
IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi	PETROBRAS	Petróleos del Brasil
IGBC	índice General de la Bolsa de Colombia	PETROECUADOR	Petróleos del Ecuador
	Indicadores Salomón Son aquellos que miden la eficiencia del proceso de refinación	PETROSANTANDER	Petróleos de Santander
INDUMIL	Industria Militar	PGN	Presupuesto General de la Nación
INEA	Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas	PIB	Producto Interno Bruto
INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería	PIL	Precio de importación para liquidación ecuatoriano
INTERCOR	Corporación Internacional de Recursos Colombianos (International Colombian Resources Corporation)	PMA	Plan de Manejo Ambiental
	IPC índice de precios al consumidor	PMD	Plan Maestro de Desarrollo
	IPP índice de precios al productor	PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero
IPSE	Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas	PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. ESP	PONE	Precio de oferta colombianos expost en el nodo frontera para exportación
ISAGEN	Interconexión Eléctrica S.A Generadora	POT's	Planes de Ordenamiento Territorial
IVA	Impuesto al valor agregado	PPA	Acuerdo de compra de energía (Power purchase agreement)
JET-A1	Turbocombustible para Aviación	PROEXPORT	Fondo de Promoción de Exportaciones
LAC	Liquidador y administrador de cuentas	PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas
MAVDT	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	PROURE	Programa de Uso Racional de Energía
MDL	Mecanismos de desarrollo limpio	PTI	Plan de Trabajo e Inversiones
MEM	Mercado de Energía Mayorista	PTO	Plan de Trabajos y Obras
MERIT	Mantenimiento y Confiabilidad	RD	Valor de los Impuestos y Regalías Distribuidas
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	REP	Red de Energía del Perú
MINER S.A.	Minera El Roble S.A.	Res.	Resolución
MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda. en	RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
MME	Ministerio de Minas y Energía	RMN	Registro Minero Nacional
MOR	Mercado Organizado Regulado	RUT	Reglamento Único de Transporte
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas	S/E	Sub Estación
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration	SAMA	Salinas Marítimas de Manaure
OEF	Obligación de Energía firme	SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos, Supervisory control and data acquisition
OCENSA	Oleoducto Central S.A.	SDL	Sistema de Distribución Local
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica	SEC	Sistema Electrónico de Contratos
OLADE	Organización Latino Americana de Energía	SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
OLAMI	Organización Latinoamericana de Minería	SIAL	Sistema de Áreas Libres
OMC	Organización Mundial de Comercio	SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
OR	Operadores de red	SIEC	Sistema de Información Eléctrico Comercial
OXY	Occidental de Colombia	SIGOB	Sistema de Programación y Gestión de Metas Presidenciales

SIMCO	Sistema de Información Minero Colombiano	STE	Servicio Transporte de Energía
SIMEC	Sistema de Información Minero Energético Colombiano	STN	Sistema de Transmisión Nacional
SIN	Sistema Interconectado Nacional	STR	Sistema de Transmisión Regional
SINGEO	Sistema de Información Geocientífica de INGEOMINAS	TEBSA	Termobarranquilla S.A.
SMMLV	Salarios Mínimos Mensuales Legales Vigentes	TIC	Tecnologías de Información y Comunicación
SNIE	Sistema Nacional de Información Estadística	TIES	Transacciones Internacionales de Electricidad
SSEPI	Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública	TN	Transmisor Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	TRM - TCRM	Tasa representativa del mercado
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	TSM	Temperatura superficial del mar
		UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico
		UNIPAMPLONA	Universidad de Pamplona
		UNR UPME	Usuarios No Regulados Unidad de Planeación Minero

Convenciones unidades

UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	HVCD	High - Voltage Direct Current
UPTC	Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia	Hz	Hertz
URE URRRA US\$	Energética Uso Racional y Eficiente de Energía Empresa Multipropósito URRRA S.A. Dólares	KBLS	Miles de barriles
UR	Usuario regulado	KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario
URE	Uso Racional y Eficiente de Energía	KBPD	Miles de barriles de petróleo diarios
URL	Uniform Resource Locator (localizador uniforme de recurso)	kg	Kilogramo
URRA	Empresa Multipropósito URRRA S.A.	km	Kilómetros
USGS	Servicio Geológico de los Estados Unidos	km2	Kilómetro cuadrado
UT	Unión Temporal	kt	Miles de toneladas
WACC	Costo Promedio Ponderado de	kV	Kilovoltios
WTI	Capital Precio Internacional de Referencia	kW	Kilovatios
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	kWh	Kilovatios hora
ZARPE	de Petróleo Crudo (west Texas intermediate) Permiso de navegabilidad expedido por la DIMAR o autoridad	KPDC	Miles de pies cúbicos por día calendario
ZNI	competente Zona no interconectada	kt	Miles de toneladas
2D	2 Dimensiones	kV	Miles de voltios
3D	3 Dimensiones	kwh	Kilovatios Hora
BEP	Barriles equivalentes de petróleo	L	Litro(s)
Bl	Barril	LAC	Liquidador y administrador de cuentas
BPD	Barriles por día	lb	Libra(s)
BPDC	Barriles por día calendario	MBPE	Millones de barriles de petróleo equivalentes
BTU	Unidad térmica inglesa (British thermal unit)	MVA	Megavoltaamperios
CAR	Refinería de Cartagena	MVAR	Megavoltaamperios reactivos
g	Gramo(s)	MW	Megavatios
gal	Galón	MWh	Megavatios hora
GPC	Giga pies cúbicos	M\$	Millones de pesos
GW	Gigavatios	MUS\$	Millones de dólares
Gwh	Gigavatios hora	US\$	Dólares
ha	Héctarea(s)	\$	Pesos colombianos
HP	Caballos de fuerza	\$/kWh	Pesos colombianos por kilovatio hora
		m3	Metros cúbicos
		mA	Miliamperios
		ppm	Partes por millón
		TON	Tonelada
		V	Voltios

Presentación

Memorias al Congreso 2011 - 2012

Tengo el honor de presentar al Honorable Congreso de la República el Informe de Actividades del Ministerio de Minas y Energía correspondiente al período 2011-2012, en desarrollo de lo previsto en la Constitución Política de Colombia, en su artículo 208.

Nuestro trabajo se ha concentrado en asegurar que los objetivos del Gobierno del presidente Juan Manuel Santos se conviertan en realidades para el beneficio de todo el pueblo colombiano. Precisamente, las acciones implementadas evidencian un crecimiento del sector minero-energético que ha sido fundamental para que el país pueda avanzar en su prosperidad.

Hemos logrado avances importantes. De acuerdo con el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (Dane), en el primer trimestre de 2012 la actividad minero-energética creció un 12,4% frente al año anterior y en 2011, fruto de las regalías por hidrocarburos y minerales, se giraron \$9,7 billones, es decir, 44,7% más frente a los \$6,7 billones de 2010. Este año están presupuestados \$9,1 billones en regalías.

También hemos incrementado en cerca de \$900 mil millones por año el valor de los aportes que la Nación ha destinado a los subsidios para la prestación de los servicios de gas combustible y electricidad de las familias de estratos 1, 2 y 3. De esta manera fue posible que los precios de la electricidad y del gas natural a la industria se redujesen en un 20%.

Nos pusimos la meta de conectar 350 mil hogares cada año a la red de gas natural y ya la hemos superado. También estamos llevando a más veredas las redes de electrificación rural, es decir más familias colombianas están beneficiándose de un acceso a fuentes de energía eficientes y que mejoran la calidad de vida de las personas.

En el último año de trabajo también nos hemos dedicado a fortalecer la institucionalidad minero-energética y este es quizá el principal logro de la gestión realizada.

Se crearon dos viceministerios (Minas y Energía), encargados de la formulación de las políticas y las estrategias sectoriales; la Agencia Nacional de Minería (ANM), como autoridad nacional para la administración, promoción y fiscalización del recurso minero y el Servicio Geológico Colombiano especializado en el conocimiento geológico del país. También se reorganizaron funciones de regulación de combustibles líquidos, las cuales pasan a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg).

La política minera ha incluido acciones encaminadas a sacar adelante un proyecto de ley que promulga el nuevo Código de Minas. Con éste se buscará fortalecer los procedimientos para el otorgamiento de títulos, la revisión de los mecanismos para la caducidad de los títulos mineros, el combate efectivo a la minería criminal y la formalización de la minería tradicional.

También se estructuró un importante programa de Formalización Minera que está en plena marcha y



mediante el cual se busca que las comunidades mineras, que vienen ejerciendo la actividad a pequeña escala, trabajen bajo el amparo de un título y en condiciones de formalidad técnica y empresarial.

En el último año también se robusteció el proceso de fiscalización integral de todos los títulos mineros con dos consorcios de firmas especializadas que apoyarán a la Agencia Nacional de Minería en este propósito. De esta manera dotamos al Estado de mayores herramientas para que pueda exigir y verificar el cumplimiento de los estándares más altos en la actividad minera. Un mayor número de visitas a las minas y el detalle y rigurosidad con las que serán auditadas permitirán un mejor control de los estándares laborales, ambientales y de seguridad.

El resultado del cambio institucional permitirá que el sector minero-energético vaya por el camino correcto, comprometido con el desarrollo del país, una mejor calidad de vida de los colombianos y el cuidado responsable del entorno ambiental y social.

MAURICIO CÁRDENAS SANTA MARÍA
Ministro de Minas y Energía



LICENCIA SOCIAL

Encuentro entre el Ministro Cárdenas con la comunidad Wayú, en el área de influencia de El Cerrejón. Diálogo permanente y licencia social en zonas donde se desarrolla la actividad minera.

(Departamento de La Guajira, 11 de octubre de 2012).



DIÁLOGO

Diálogo democrático, base para resolver la problemática laboral en Puerto Gaitán, Meta. Esa fue la premisa sobre la cual el Ministro Cárdenas buscó un acercamiento entre Pacific Rubiales y sus trabajadores.

(Bogotá, 7 de octubre de 2011).



PROMOCIÓN

Orlando Cabrales Segovia asumió la dirección de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- y ha liderado la promoción internacional del potencial hidrocarburífero de Colombia.

(Bogotá, 4 de noviembre de 2011).



ORDEN

El Ministro Mauricio Cárdenas presentó la nueva institucionalidad en el Ministerio de Minas y Energía, que incluye los viceministerios de Minas y de Energía.

(Bogotá, 20 de noviembre de 2011).



GESTIÓN

Apoyo y gestión para resolver las dificultades de las comunidades afectadas por el invierno, otra de las tareas adelantadas por el Ministro Cárdenas, padrino del departamento del Magdalena para la ola invernal.

(Aracataca, 17 de febrero de 2012).



COMBUSTIBLES LIMPIOS

Recorrido del Ministro Mauricio Cárdenas por la Troncal de Metroplús en un bus articulado a gas natural vehicular. Al primer semestre de 2012, en Colombia transitaban 380.000 vehículos convertidos a gas natural.

(Medellín, 29 de febrero de 2012).



PLAN FRONTERAS

Se avanzó en la modernización de las plantas de generación de energía en Puerto Inírida, gracias a un modelo de desarrollo que hace parte del Plan Fronteras Para la Prosperidad y que ha sido liderado por el Ipse.

(Inírida, 31 de marzo de 2012).



DESARROLLO

En la Cumbre de las Américas Colombia logró apoyo de los jefes de estado para erradicar la pobreza energética en la región en los próximos 10 años. “El primer pilar para el desarrollo es la energía”, afirmó el Ministro Cárdenas.

(Cartagena, abril 13 de 2012).



INCLUSIÓN

La reforma al Código de Minas es fundamental para lograr los ejes de desarrollo económico, equilibrio ambiental y prosperidad social. Reunión de socialización de la propuesta de reforma con líderes de las comunidades negras

(Bogotá, 24 de julio de 2012).



PROGRESO

En Mapiripán, Meta, quedó demostrado que el progreso y el bienestar sí llega a las zonas más remotas del país. Con energía las 24 horas mejoró la calidad de vida de los habitantes de este municipio.

(Mapiripán, 25 de julio de 2012).



ENERGÍA

El titular de la cartera de Minas y Energía sostuvo diálogos con la comunidad del municipio de Tumaco, Nariño. Entregó obras terminadas de normalización de redes para el barrio 11 de Noviembre.

(Tumaco, el 6 de agosto de 2012).



COORDINACIÓN

Un trabajo coordinado entre el Ministerio de Minas y Energía y miembros de la Fuerza Pública ha permitido afianzar las tareas de acompañamiento y seguridad para el sector minero-energético.

(Popayán, 12 de agosto de 2012).

Reestructuración

MINISTERIO DE MINAS
Y ENERGIA

1. Reforma a la institucionalidad minera

Una nueva estructura institucional caracteriza en la actualidad al Ministerio de Minas y Energía, gracias a que el Gobierno del Presidente Juan Manuel Santos introdujo las principales reformas que se han hecho a las instituciones minero-energéticas en varias décadas.

Hoy en día el Ministerio está proyectado como una entidad técnica y ágil, que al mismo tiempo se perfila como buena interlocutora y fiscalizadora de la industria. El objetivo de esta iniciativa es promover un desarrollo ordenado y planificado del sector y transformar el manejo que se viene dando al aprovechamiento de los recursos naturales.

En función de este propósito, la nueva estructura macro del sector minero-energético diferencia tres subsectores sobre los cuales existen unas funciones específicas: minería, hidrocarburos y energía eléctrica. Estos dos últimos ejes institucionales operan bajo la figura de direcciones técnicas, cuyo accionar está en función de los lineamientos de política que imparte el Viceministerio de Energía.

Así mismo se creó el Viceministerio de Minas, la instancia encargada de formular las políticas y acciones para el desarrollo del sector minero. Sobre esa base la reorganización de la institucionalidad minera incluyó la creación de la dirección de Formalización Minera, área técnica del Ministerio encaminada a promover un desarrollo formal de los mineros tradicionales y artesanales, en el marco de una política de responsabilidad social y ambiental.

Formalizar la minería tradicional es hacer que las comunidades que realizan minería a pequeña escala puedan trabajar bajo el amparo de un título que los incluya en el marco de la legalidad, y que desarrollen su labor con normas técnicas y empresariales para que prosperen económica y laboralmente, reduciendo la accidentalidad y protegiendo el medio ambiente.

La formalización es una política de Estado, en la que están comprometidas todas las instituciones que regulan el sector minero. De esta manera se beneficia el país minero en todos sus órdenes: Por una parte, se benefician los mineros tradicionales y la minería comunitaria permanente, ya que reciben el apoyo del Estado. Por otro lado, los titulares mineros se benefician porque resuelven positivamente sus proyectos estancados. También se beneficia el Estado, que combate la minería criminal a través de la formalización de la minería informal.

El Viceministerio de Minas cuenta, además, con una dirección de Minería Empresarial que se encarga de ser el eje articulador de toda la minería formal, la que cumple con los estándares legales y las normas, pero que requiere también de un líder en el sector público para responder a situaciones asociadas a la problemática propia del sector.

1.1. Funciones específicas

La reforma a las instituciones mineras también implicó una transformación del antiguo Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas), convertido a la fecha en el Servicio Geológico Colombiano, una entidad que asume las funciones del conocimiento geológico del país y el monitoreo de los riesgos asociados a los movimientos en masa, eventos sismológicos y vulcanológicos.

También se creó la Agencia Nacional de Minería (ANM) como autoridad nacional para la administración, promoción y fiscalización del recurso minero.

El 3 de mayo la Agencia entró en operación, un hecho importante dentro del plan de implementación de la entidad, el cual inició el pasado 3 de noviembre cuando fue creada mediante el Decreto 4134 de 2011.

La norma en mención estableció un plazo de 6 meses para la puesta en operación de la ANM, el cual se cumplió dentro del tiempo previsto. La nueva entidad está comprometida con servir y promover el desarrollo de la minería, tanto la de gran escala, como la pequeña y artesanal, bajo los más estrictos parámetros de eficiencia administrativa y calidad del servicio.

Los cambios mencionados, tanto en el Ministerio como en las entidades, son el resultado de un riguroso análisis técnico que contó con el acompañamiento de expertos en la materia. Este ejercicio permitió identificar las barreras y las soluciones necesarias para que las instituciones del sector estén en capacidad suficiente de afrontar los retos que impone el desarrollo de la actividad minero-energética de los próximos años.

1.2. Oficina de Asuntos Ambientales y de Comunidades

De los análisis hechos se evidenció que en el Ministerio de Minas y Energía no existía un equipo de planta encargado de incorporar la dimensión ambiental en la política sectorial.

Al mismo tiempo se observó que las variables de comunidades y ambiente se convirtieron en uno de los principales cuellos de botella del sector, lo que exigía por lo demás, disponer de un interlocutor especializado en estos asuntos entre el Ministerio y otras entidades e inversionistas de la actividad minero-energética.

Tales condiciones llevaron a que en la reforma de la institucionalidad se diera origen a la Oficina de Asuntos Ambientales y de Comunidades, clave en el objetivo del Ministerio de ser una entidad interlocutora del sector sobre la cual implementa sus políticas.



Hidrocarburos

1. Avances en las metas generales del Plan Nacional de Desarrollo - PND

1.1. Contratos

Durante el segundo semestre de 2011 y lo transcurrido del 2012 se suscribieron por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos un total de 77 nuevos contratos, de los cuales 68 fueron de exploración y producción de hidrocarburos (E&P) y 9 de evaluación técnica (TEA).

En términos generales, durante el 2011 la actividad exploratoria desarrollada conduce a una inversión cercana a los US\$ 3.000 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 firmados

Contratos Firmados			
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	67	9	76
2012*	1	0	1
Total firmados	305	89	393

Fuente: ANH

* Es de anotar que no se han suscrito más contratos, debido a que el procedimiento de asignación directa de áreas se encuentra suspendido. En el mismo sentido, se encuentra en proceso la Ronda Colombia 2012, a desarrollarse en el mes de noviembre de 2012 y con la que se sacarán a licitación 139 bloques.

Los contratos suscritos comprenden 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.

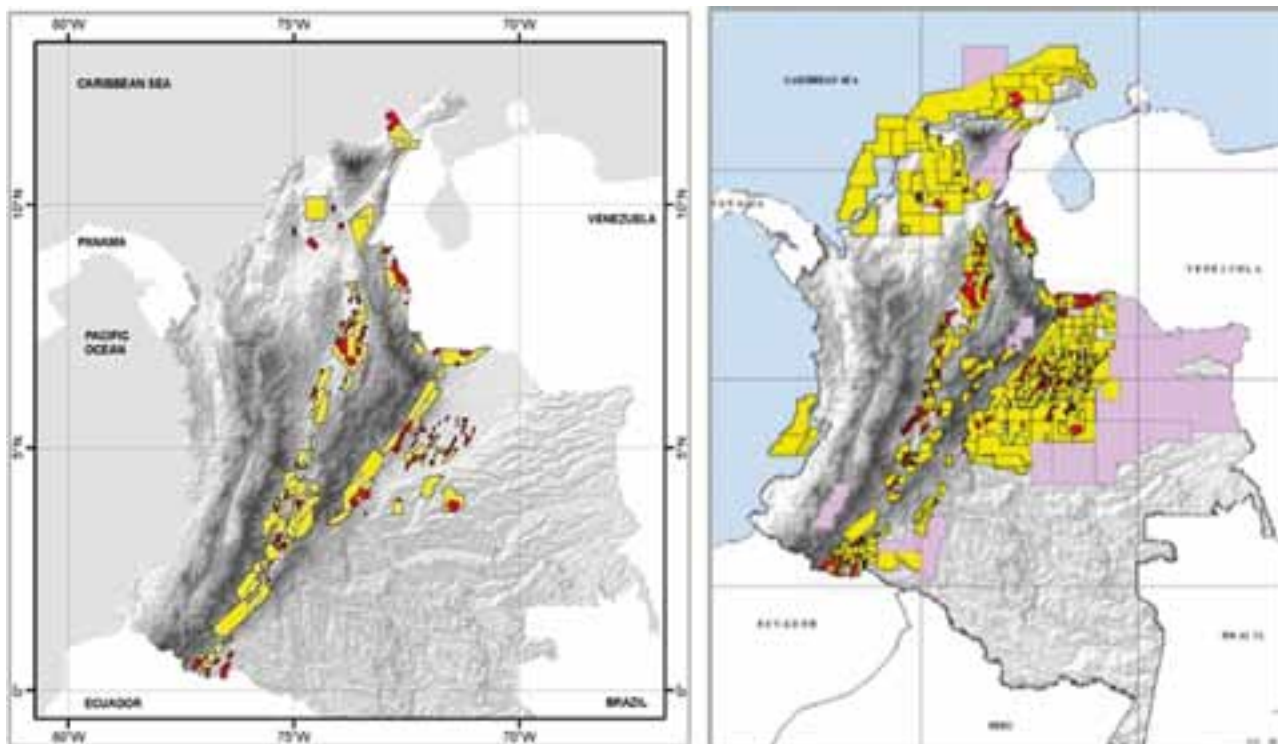
El total de inversión contratada a través de las suscripción de los 76 contratos E&P y TEA suscritos durante el año 2011 asciende a la suma de US\$ 1.604.372.254.

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 No.01.

Gráfica 1. Evolución área sedimentaria del país en actividad exploratoria

Diciembre 2003 (ha)

Junio 2012 (ha)



Exploración	6.634.383
Producción	1.420.437
TEA	0

Exploración	24.032.914
Producción	2.056.348
TEA	15.314.612

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1.1.1. Exploración

Una de las principales funciones de la ANH es evaluar el potencial hidrocarburífero del país y diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación de hidrocarburos, así como divulgarlas de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.

Con el objeto de darle cumplimiento a esas disposiciones se trazó un plan de adquisición de información y profundización en el conocimiento geológico y geofísico del país, aspectos que se han adelantado mediante la contratación de estudios técnicos que han contribuido decididamente a romper paradigmas exploratorios, incrementando el conocimiento en cuencas emergentes y frontera, y ayudando a tomar decisiones estratégicas alineadas con la realidad del sector.

Instituciones académicas nacionales e internacionales, y firmas consultoras han apoyado la labor de la ANH, dejando como resultado una serie de estudios que han sido puestos en conocimiento de los inversionistas, la industria y la academia. Los documentos son publicados en la página Web de la entidad y representan únicamente extractos de los principales aspectos de las investigaciones, ya que los documentos completos están disponibles para consulta en el Banco de Información Petrolera.

De acuerdo con lo anterior, la ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años

respecto de los proyectos que se van a desarrollar, conforme a cada fase. En los tres primeros años de este ciclo, los proyectos 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.

Los modelos que resulten de las fases anteriores conducen a un mayor conocimiento de las cuencas, lo cual se traduce en un incremento del nivel de confianza de los potenciales inversionistas. Durante el quinto año del ciclo exploratorio de las cuencas (Figura 1), deben desarrollarse los procesos de contratación, ya sea a través de rondas licitatorias o de otros procesos diseñados con base en la información técnica obtenida y en las condiciones del mercado.

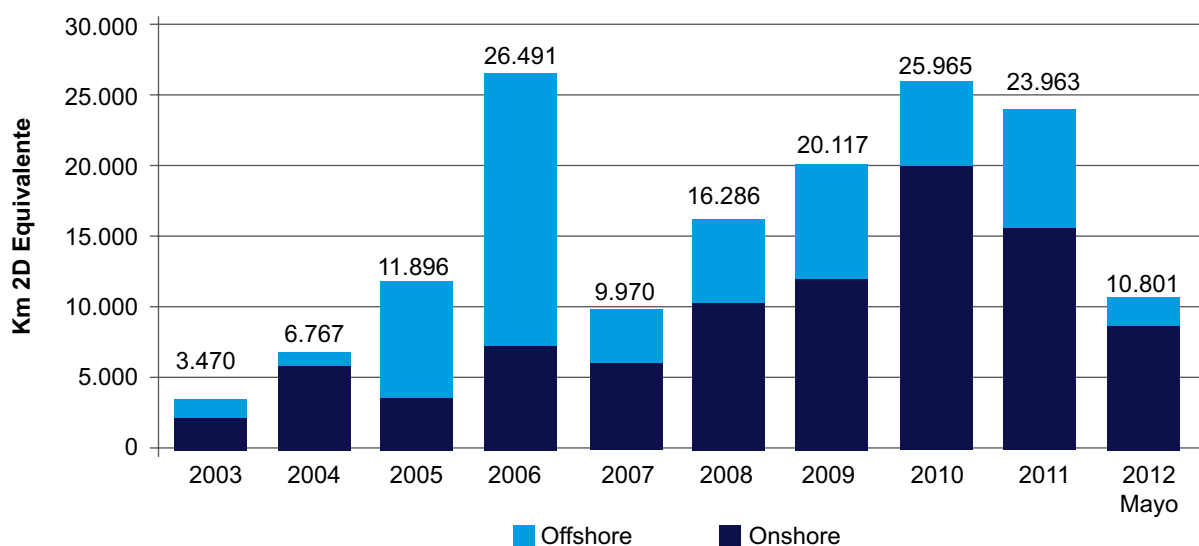
En respuesta a las necesidades del país y a las condiciones del mercado, la ANH ha realizado diversas rondas (Ronda Caribe 2007, Minironda 2007 y 2008, Ronda Colombia 2008, Crudos Pesados 2008 y la Ronda Colombia 2010) y se ha adelantado a los ciclos antes descritos, superando las expectativas del sector en su quehacer misional.

El resultado de la última ronda, con adjudicación de bloques en cuencas emergentes y frontera (P.E. Los Cayos, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería y Sinú-San Jacinto), evidencian la importancia de los resultados que se han obtenido gracias al fortalecimiento del conocimiento geológico y geofísico, así como a la acertada promoción técnica realizada.

1.1.2. Exploración sísmica

Durante el año 2011 se adquirió un total de 23.963 Km de sísmica 2D equivalente, 8.247 Km offshore y 15.716 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. En lo corrido de 2011, con corte al 30 de junio, se ha adquirido un total de 12.929 Km de sísmica 2D equivalente, de los cuales 4.130 Km son offshore y 8.799 onshore.

Gráfica 2. Actividad sísmica año 2011



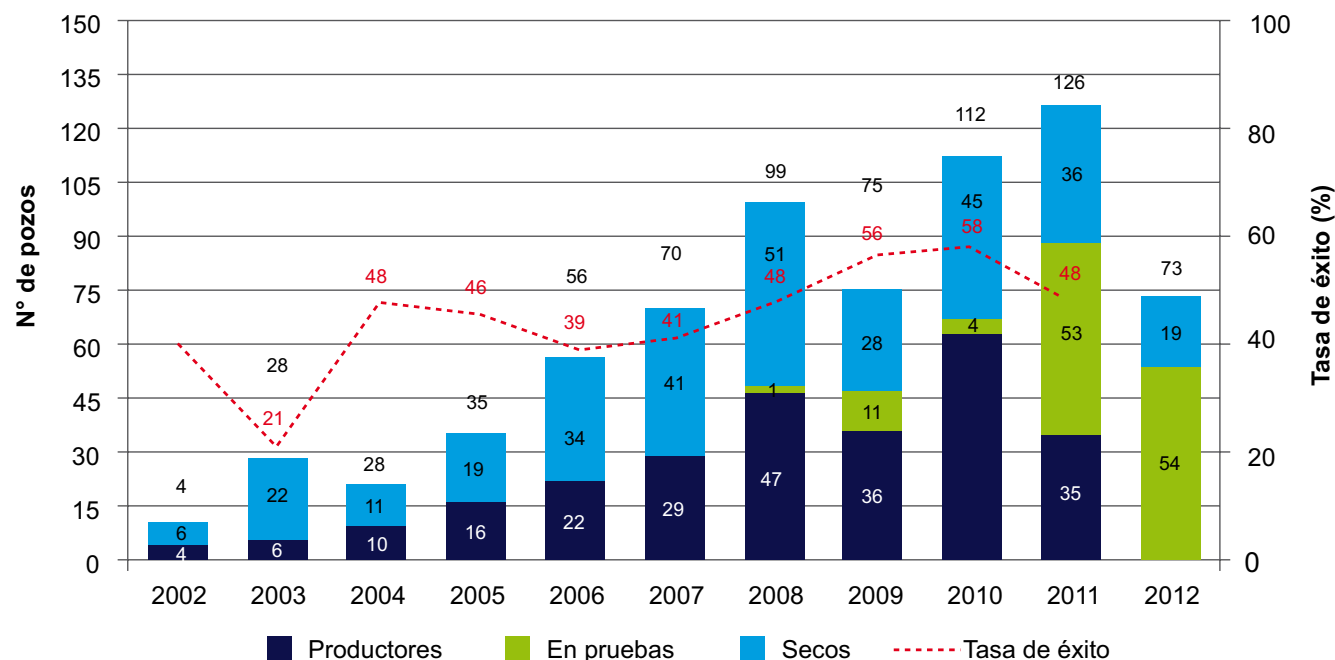
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1.1.3. Pozos exploratorios (A-3)

Durante el año 2011 se perforó un total de 126 pozos exploratorios, de los cuales 35 pozos fueron productores, 53 estaban en pruebas y 38 resultaron secos.

En el mismo sentido, en lo corrido del año 2012 con corte a 31 de julio, se han perforado 82 pozos.

Gráfica 3. Pozos Exploratorios – A3 y tasa de éxito



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

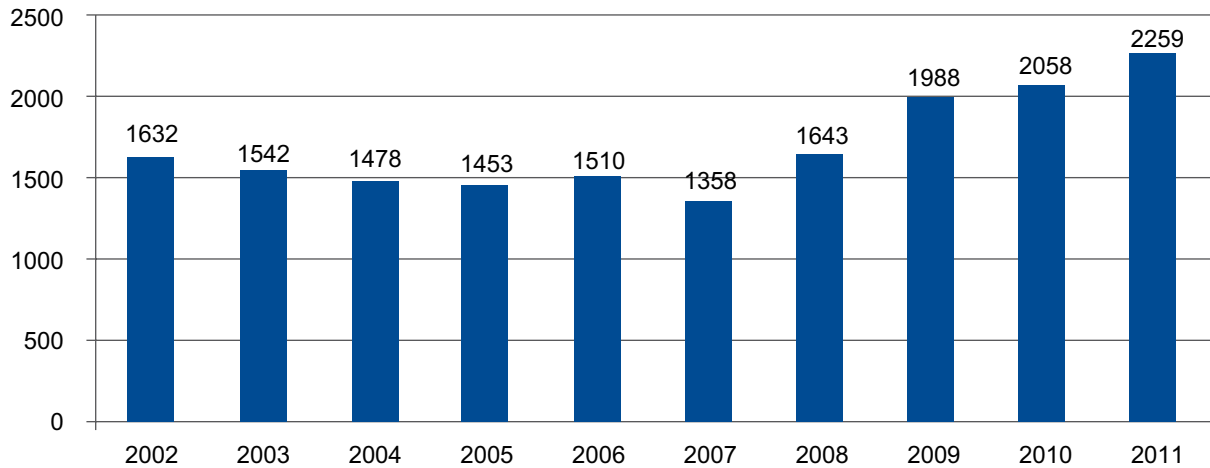
1.2. Reservas

A diciembre 31 de 2011 las reservas probadas remanentes totales de petróleo del país fueron de 2.259 millones de barriles. Estas son superiores en 201 millones de barriles con respecto a las reportadas en el año 2010, cuando fueron 2.058 millones de barriles. Tal comportamiento está soportado principalmente por re- evaluaciones, nuevos descubrimientos y adición de nuevas reservas certificadas. Es importante mencionar que durante el año 2011 se consumieron cerca de 350 millones de barriles, aproximadamente.

Para el caso del gas, las reservas remanentes totales (probadas, no probadas y consumo en operación) del país a 31 de diciembre de 2011, fueron de 6.630 Gpc , mostrando un descenso de 384 Gpc (sin incluir lo producido durante el año 2011) con respecto a los 7.014 Gpc reportados en el año 2010.

No obstante, tras 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 2011 sería de 5.463 Gpc, mostrando un incremento de 58 Gpc (sin incluir lo producido durante el año 2011), con respecto a los 5.405 Gpc reportados en el año 2010.

**Gráfica 4. Comportamiento Reservas de Petróleo
(Millones de Barriles)**



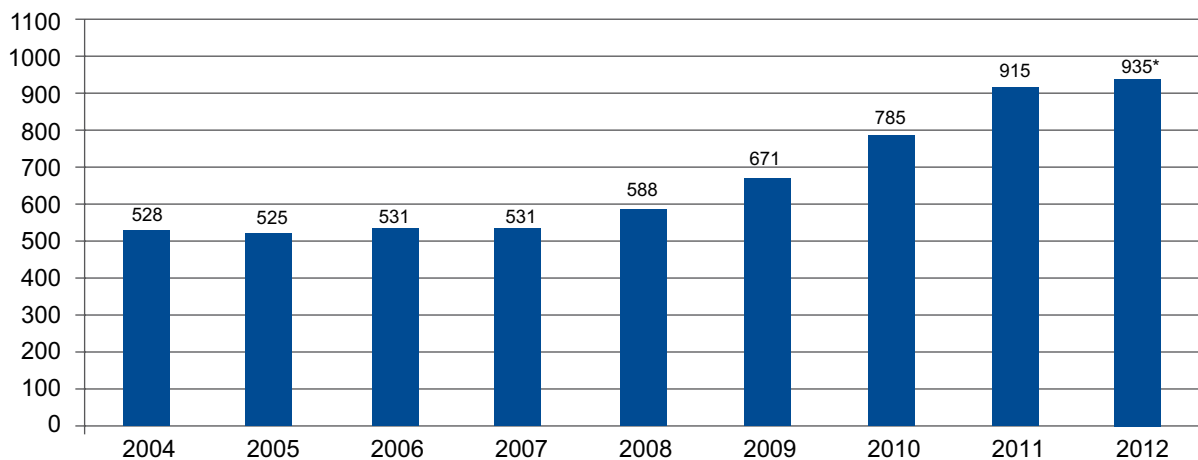
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

1.3. Producción

Por quinto año consecutivo se continúa con el incremento de la producción de petróleo, al lograr 915.263 barriles promedio día durante el año 2011; 129.399 barriles de petróleo por día más que en el año 2010. Esto es producto de los altos precios internacionales 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 continuó con el buen desempeño mostrado en los últimos años alcanzando 936.000 barriles de petróleo por día.

La producción de gas en el país para el año 2011 fue de 1.032 millones de pies cúbicos por día, 54 millones de pies cúbicos por día menor a la reportada en el año 2010; lo anterior, debido a la declinación normal de los principales campos productores del país.

Gráfica 5. Producción de petróleo promedio diaria anual



* Producción a junio de 2012

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Los resultados de la producción de Ecopetrol S.A., sin incluir sus filiales, superaron las expectativas al cerrar el año 2010 con 579.000 barriles por días. La producción bruta equivalente de crudo y gas de ECP 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).

Durante el 2011 los proyectos de Crudos Pesados continuaron con un crecimiento sostenido explicado por la continuidad de los planes de desarrollo propuestos tanto en la operación asociada como en la operación directa.

Ecopetrol S.A. destinará US\$4.113 millones para continuar incrementando su producción de crudo y gas y llevarla hasta 750 mil barriles por día de petróleo equivalente (kbpde) en promedio en el año 2012. Esta meta de producción representa un crecimiento del 10,6% frente a la producción estimada para 2011. La producción de Ecopetrol Grupo Empresarial llegará a 800 kbpde en el 2012.

El mayor porcentaje de la inversión se destinará a los proyectos de los Llanos Orientales. Se ejecutaran proyectos de inicio de desarrollo primario en los campos CPO-9 y Caño Sur. Se continuará en el desarrollo primario en los campos de Castilla, Chichimene, Rubiales, Occidente, Quifa, Caracara, Cravo Norte, Guajira, Rio Zulia, Rancho Hermoso, Tisquirama, Sur, Neiva, Provincia. Así mismo, se destinará un porcentaje representativo de recursos al desarrollo secundario en los campos de Casabe, Tibu, La Cira Infantas, Apiay, Nare, Yarigui y Cusiana.

1.4. Contratos Exploración y Producción - E&P



En el marco de los contratos de exploración y producción - E&P, a mayo 31 de 2012 ingresaron a las diferentes etapas de producción 143 campos pertenecientes a 74 contratos E&P, es decir 33 campos más que los existentes a 31 de mayo de 2011. Al respecto, 4 de estos campos corresponden a descubrimientos de gas: Se trata de Cotorra, Canario, Granate y Bonga, de los contratos E&P Guama, La Loma, Perdices y Samán, respectivamente. La entrada de estos 33 campos adicionales contribuyó con el incremento de la participación de los contratos E&P en el balance de producción nacional de hidrocarburos, que en lo relacionado con la producción de crudo pasó del 10,8%, cifra alcanzada entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, al 12.3% entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de abril de 2012. En lo relacionado con la producción de gas pasó del 6,1% entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, al 6,4% entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de abril de 2012.

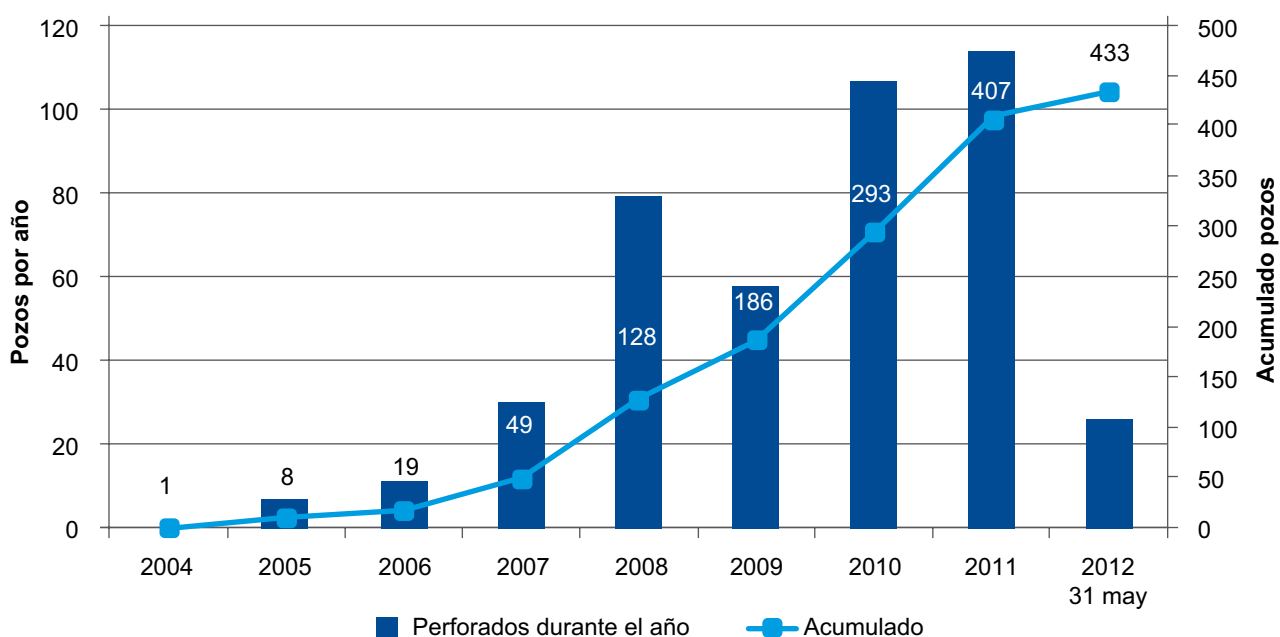
El modelo contractual de exploración y producción - E&P de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, establece diferentes hitos para los contratos en producción y conforme a éstos, se presentan las siguientes etapas: descubrimiento, evaluación y explotación. Así mismo, para cada etapa se definen actividades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

Durante la vigencia 2011, 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\$ 644,5 millones. De esta cifra, el valor de las inversiones fue cercano a US\$ 234,4 millones, representados principalmente en: i) perforación y completamiento de pozos US\$ 135,1 millones, ii) optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, US\$ 76,2 millones y, iii) trabajos de reacondicionamiento de pozos, US\$ 12,3 millones.

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de mayo de 2012, en desarrollo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 433 pozos probaron presencia de hidrocarburos, cifra que incluye los pozos exploratorios, de desarrollo y de avanzada. En la siguiente gráfica se muestra la evolución de dichos pozos. Vale la pena mencionar que entre el segundo semestre del año 2011 y el 31 de mayo de 2012, probaron presencia de hidrocarburos 76 pozos, de los cuales 4 pozos probaron gas, Bonga-1, Cotorra-1X, Nelson 3 y Nelson 4.

Gráfica 6. Perforación Contratos Exploración y Producción

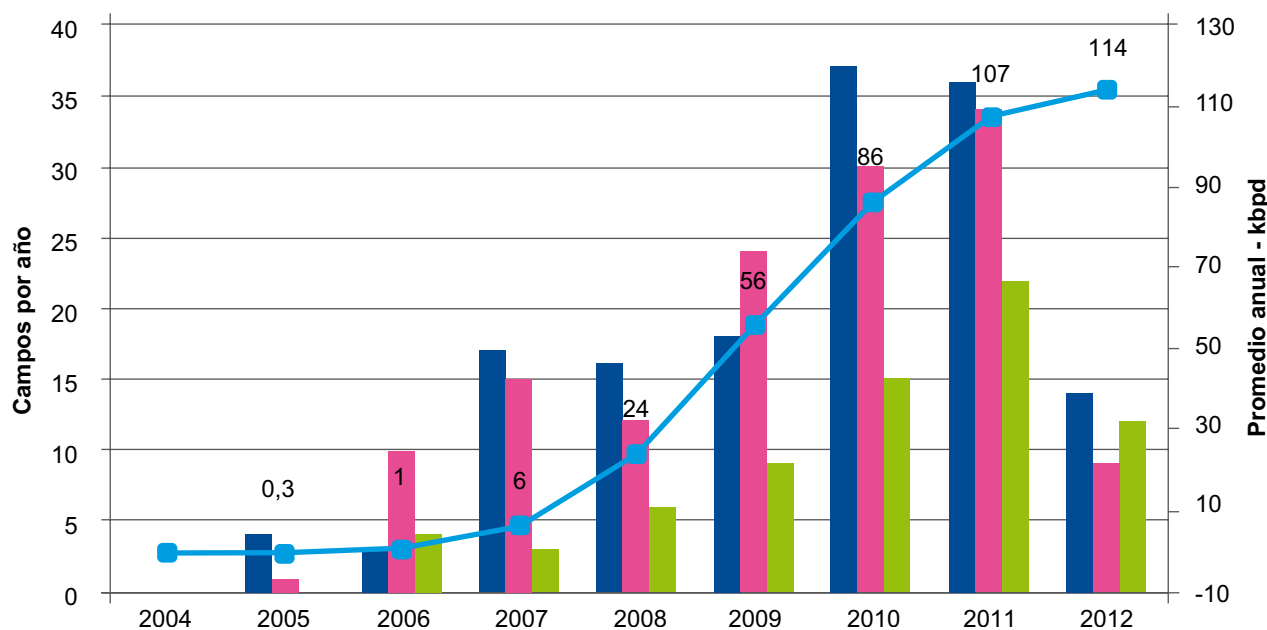


Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Como resultado de este incremento en el número de pozos con descubrimiento de hidrocarburos, la producción promedio diaria de crudo de los contratos de exploración y producción - E&P - de la ANH entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de abril de 2012 alcanzó la cifra de 115 kbpd, significando un incremento del 25,8% respecto a la producción promedio diaria obtenida durante el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011. En lo que tiene que ver con la producción de gas, se obtuvo un promedio diario entre el 1 de julio de 2011 y el 30 de abril de 2012 de 72 Mpcd, correspondiente a un incremento del 13,6% respecto al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

A continuación se presenta la evolución del estado de los contratos de exploración y producción - E&P -, en el periodo comprendido entre el año 2004 y el 31 de mayo de 2012, tomando como base las diferentes etapas de producción, avisos de descubrimiento, periodo de evaluación y periodo de explotación. Igualmente, se presenta el crecimiento que ha tenido durante este mismo periodo la producción promedio diaria anual de crudo de los contratos de exploración y producción - E&P de la ANH.

Gráfica 7. Evolución Contratos de exploración y producción - E&P



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Entre el segundo semestre del año 2011 y el 31 de mayo de 2012 se presentaron 33 avisos de descubrimiento de pozos exploratorios pertenecientes a 24 contratos, de los cuales cuatro corresponden a descubrimientos de gas, Cotorra-1X, Canario-1, Granate-1 y Bonga-1. El detalle se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 1. Avisos de descubrimiento
Julio 1 de 2011 a mayo 31 de 2012**

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
1	Arrendajo	Azor	Azor-1	02-feb-12
2	Caño sur	Caño Sur Este	Mito-1	17-ago-11
3	Caño sur	Fontana	Fontana-1	04-nov-11
4	Caño sur	Trasgo	Trasgo-1	23-nov-11
5	Casimena	Pisingo	Pisingo-1	02-nov-11
6	Corcel	Cobra	Cobra-1	07-sep-11
7	Corcel	Macapay	Macapay-1	06-sep-11
8	Cpo-17	Dorcas	Dorcas-1	28-mar-12
9	Cpo-17	Merlín	Merlín-1	09-mar-12
10	Cpo-6	Puerto Gaitán	Puerto Gaitán-1	16-abr-12
11	Cravo viejo	Abedus	Abedus-1	29-dic-11
12	Cravo viejo	Heredia	Heredia-1	07-jul-11
13	Cubiro	Petirrojo	Petirrojo-1	22-ago-11
14	Cubiro	Yopo	Yopo-1	06-mar-12
15	Garibay	Melero	Melero-1	28-oct-11
16	Guama	Cotorra	Cotorra-1X	16-may-12

► Continúa: Tabla 1. Avisos de descubrimiento

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
17	Guarrojo	Pintado	Pintado-1	16-mar-12
18	Guatiquía	Azalea	Azalea-1	08-ago-11
19	La Loma	Canario	Canario-1	04-abr-12
20	Leona	Leona B Norte	Leona-B4	07-feb-12
21	Lla-16	Sulawesi	Sulawesi-1	09-sep-11
22	Lla-27	Mani	Mani-1ST	14-mar-12
23	Lla-31	Caspio	Caspio-1	23-feb-12
24	Los ocarros	Las Maracas	Las Maracas 2 ST1	13-sep-11
25	Mapache	Tucuso	Tucuso-1	12-abr-12
26	Mapache	Disa	Disa-1	15-jul-11
27	Nashira	Alepe	Alepe-1	16-sep-11
28	Nashira	Alva Sur	Alva Sur-1	16-sep-11
29	Perdices	Granate	Granate-1	19-ago-11
30	Saman	Bonga	Bonga-1	13-ene-12
31	Surimena	Solopiña	Solopiña-1	09-mar-12
32	Surimena	Violeta	Violeta-1	09-mar-12
33	Tiple	Jilguero Sur	Jilguero Sur 1	12-jul-11

Fuente: ANH

En el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2011 y el 31 de mayo de 2012, entraron en etapa de evaluación 25 campos de producción, pertenecientes a 21 contratos, 3 de estos campos son descubridores de gas, Canario del contrato E&P La Loma, Granate del contrato E&P Perdices y Bonga del contrato E&P Samán. El detalle se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 2. Campos que iniciaron evaluación
Julio 1 de 2011 a mayo 31 de 2012**

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
1	Arrendajo	Azor	Azor-1	17-feb-12
2	Caño sur	Caño sur este	Mito-1	01-jul-11
3	Caño sur	Fontana	Fontana-1	01-dic-11
4	Caño sur	Trasgo	Trasgo-1	01-dic-11
5	Casimena	Pisingo	Pisingo-1	02-nov-11
6	Corcel	Cobra	Cobra-1	06-ago-11
7	Cpo-17	Merlín	Merlin-1	10-may-12
8	Cravo viejo	Abedus	Abedus-1	29-dic-11
9	Cravo viejo	Heredia	Heredia-1	05-jul-11
10	Cubiro	Petirrojo	Petirrojo-1	23-ago-11

► Continúa

► Continúa: Tabla 2. Campos que iniciaron evaluación

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
11	Garibay	Melero	Melero-1	15-ene-12
12	Guarrojo	Pintado	Pintado-1	04-abr-12
13	Guatiquía	Azalea	Azalea-1	06-ago-11
14	La loma	Canario	Canario-1	04-abr-12
15	Leona	Leona B Norte	Leona-B4	10-nov-11
16	Lla-16	Sulawesi	Sulawesi-1	25-sep-11
17	Lla-20	Cumbre	Cumbre-1	01-ene-12
18	Los ocarros	Las Maracas	Las Maracas 2 ST1	15-ene-12
19	Mapache	Disa	Disa-1	16-jul-11
20	Nashira	Alepe	Alepe-1	21-oct-11
21	Nashira	Alva Sur	Alva Sur-1	01-ago-11
22	Perdices	Granate	Granate-1	10-sep-11
23	Saman	Bonga	Bonga-1	12-mar-12
24	Surimena	Solopiña	Solopiña-1	09-mar-12
25	Tiple	Jilguero Sur	Jilguero Sur 1	08-ago-11

Fuente: ANH

Así mismo, presentaron declaración de comercialidad 23 campos, de los cuales 21 corresponden a los descubrimientos que tenían plazo de presentar declaratoria de comercialidad entre el 1 de julio de 2011 y el 31 de mayo de 2012. A continuación se relacionan los 23 campos que dieron inicio al periodo de explotación de hidrocarburos durante este periodo, siendo el campo Nelson del contrato E&P Esperanza y el Campo La Loma, del contrato E&E La Loma, los únicos desarrollos en gas:

**Tabla 3. Campos que iniciaron periodo de explotación
Julio 1 de 2011 a mayo 31 de 2012**

No.	Contrato	Campo	Fecha
1	Altair	Altair	29-dic-11
2	Balay	Balay	02-mar-12
3	Cachicamo	Andarríos	25-nov-11
4	Casimena	Yenac	15-jul-11
5	Casimena	Mantis	10-abr-12
6	Corcel	Caruto	02-mar-12
7	Corcel	Cardenal	09-mar-12
8	Corcel	Cobra	10-abr-12
9	Cubiro	Barranquero	10-may-12
10	El Eden	Chiriguaro	09-nov-11
11	Esperanza	Nelson	28-oct-11
12	Fenix	Fénix	05-ago-11
13	Guatiquía	Yatay	10-abr-12

► Continúa

► Continúa: Tabla 3. Campos que iniciaron periodo de explotación

No.	Contrato	Campo	Fecha
14	La Cuerva	Cuerva Oeste	09-dic-11
15	La Cuerva	Cuerva Suroeste	10-feb-12
16	La Cuerva	Cuerva Sur	23-abr-12
17	La Loma	La Loma	14-feb-12
18	Las Garzas	Las Garzas B Oeste	15-nov-11
19	Marantá	Mirto	22-mar-12
20	Midas	Zoe	15-sep-11
21	Moriche	Mauritía Este	19-jul-11
22	Morichito	Morichito-5	02-mar-12
23	Oropéndola	Vireo	13-dic-11

Fuente: ANH

El plan de explotación inicial fue presentado para 14 campos durante el 1 de julio de 2011 y el 31 de mayo de 2012, de los cuales solo el campo Nelson del contrato E&P Esperanza es de gas. A continuación se relacionan dichos campos:

Tabla No 4. Planes de explotación inicial presentado Julio 1 de 2011 a mayo 31 de 2012

No.	Contrato	Campo	Fecha
1	Altair	Altair	28-mar-12
2	Cachicamo	Hoatzin Norte	29-sep-11
3	Cachicamo	Andarríos	23-feb-12
4	Casimena	Yenac	27-oct-11
5	Corcel	Boa	18-ago-11
6	Corcel	Cobra	16-may-12
7	El eden	Chiriguaro	08-feb-12
8	Esperanza	Nelson	01-dic-11
9	Fenix	Fénix	04-nov-11
10	Guatiquía	Candelilla	26-jul-11
11	Marantá	Mirto	23-may-12
12	Midas	Zoe	16-dic-11
13	Moriche	Mauritía Este	18-oct-11
14	Oropéndola	Vireo	12-mar-12

Fuente: ANH

1.5. Convenios de explotación

Al 31 de mayo de 2012 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. En proceso de formalización se encuentra el convenio de explotación Cocorná.

En el marco de estos convenios, se presupuestó para el año 2011 la suma de US\$ 1.585,6 millones por concepto de costos, gastos de operación e inversión, de los cuales US\$ 503,3 millones se proyectaron para desarrollar actividades de perforación y completamiento de pozos de desarrollo y de inyección.

1.5.1. Convenios de exploración y explotación

Durante el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2011 y el 31 de mayo de 2012, los convenios de exploración y explotación Sirirí, Morpho, González, Playón y Cuisinde se encontraban en etapa de producción. En desarrollo del convenio Playón se llevó a cabo un nuevo descubrimiento con el pozo Rumero 1 ST1, en el mes de octubre de 2011. El 4 de octubre de 2011 se suscribió el convenio Morpho como resultado de la renuncia que hizo Ecopetrol del Convenio E&P Rio Horta.

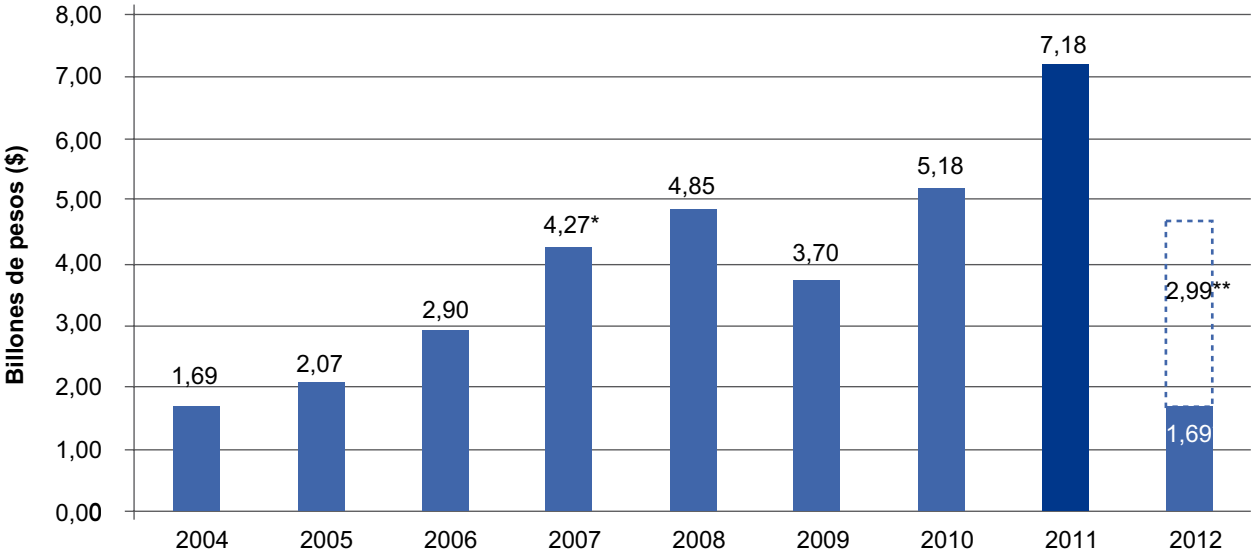
2. Regalías

Efectuados los descuentos autorizados en la normatividad vigente hasta el 2011 (Faep , 1% interventoría y 5% Fonpet) y tenidas en cuenta las notificaciones de la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación, en lo referente a autorizaciones de cuentas y suspensiones de giros, la Agencia cumple dentro de los plazos establecidos con las transferencias a los entes territoriales.

En la gráfica que se presenta a continuación se hace referencia a los recursos girados en la vigencia 2012 correspondientes a regalías causadas en 2011. La línea punteada presenta la información de las transferencias de la ANH al SGR.

A continuación se observa el comportamiento de estos giros:

Gráfica 8. Regalías giradas 2004 - 2012



Fuente: ANH – Grupo regalías

* El valor no incluye la transferencia de recursos acumulados al FONPET.

** Corresponde a las transferencias al SGR.

*** Incluye hasta la liquidación definitiva el IV trimestre de 2011 y los levantamientos de suspensiones de vigencias anteriores.

Las actividades relacionadas con el control y seguimiento de los giros de regalías realizados a través de diferentes canales de comunicación interinstitucional, se adelanta conjuntamente con la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación, DNP, lo que ha permitido controlar en forma efectiva las órdenes impartidas sobre 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 sido registradas en la base de datos de los beneficiarios de regalías son las siguientes:

Tabla 5. Novedades recibidas del Departamento Nacional de Planeación

Concepto	A diciembre 31 de 2011	A junio de 2012
Novedades de cuenta	24	15
Suspensión de giros	27	
Levantamiento de suspensión	55	13

Fuente: ANH – Grupo regalías

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 junio de 2012:

Tabla 6.

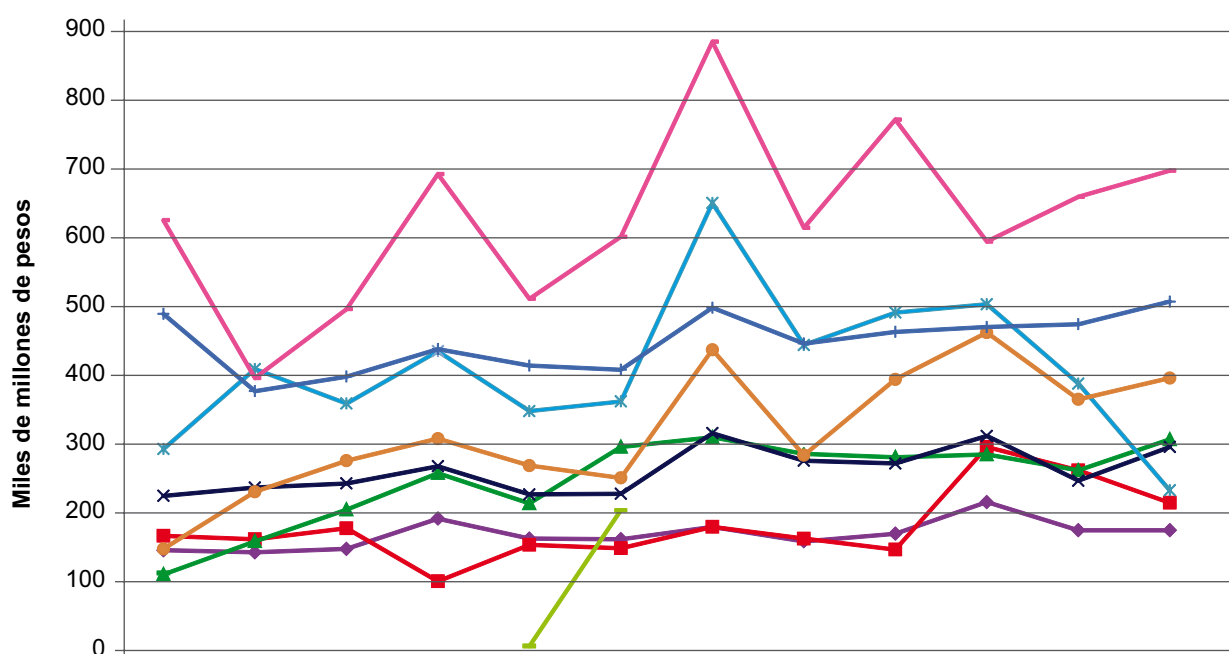
Beneficiario	Valor retenido
Arauca	40.642.637.784
Bolívar	60.600.678.126
Caquetá	1.577.332
Casanare	485.118.099.641
Cesar	1.023.653
Magdalena	6.982.548
Meta	26.257.780.957
Putumayo	3.855.734
Santander	143.992.039
Sucre	1.283.954.471
Tolima	146.916.779
Departamento NN	2.436.140.865
Municipios puertos - departamento Sucre	49.375.322.286
Municipios puertos - departamento Córdoba	34.870.291.555
Puertos carga, descarga y cabotaje	2.750.765.802
Dirección del Tesoro Nacional FNR	1.545.483.206
Total	705.185.502.778

NN: Recursos correspondientes a la explotación del campo Capella, cuya jurisdicción se encuentra en trámite por parte de la entidad competente.
Fuente: ANH – Grupo regalías

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.

El comportamiento mensual de las regalías disponibles para giro, en el período liquidado por el Ministerio de Minas y Energía desde el 2004 hasta la fecha, se presenta en el siguiente gráfico:

Gráfica 9. Comportamiento mensual de las regalías disponibles para giro



Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total (blls \$)
2004	147	144	149	193	164	163	181	160	171	217	176	176	2,05
2005	168	163	179	102	155	150	181	164	148	297	263	216	2,19
2006	112	160	206	259	215	297	311	287	282	286	263	308	2,99
2007	226	238	244	269	228	229	317	277	273	313	248	297	3,17
2008	294	410	360	436	349	363	651	445	492	504	389	234	4,93
2009	149	232	277	309	270	252	438	285	395	463	366	397	3,84
2010	490	378	399	439	415	409	499	447	464	471	475	508	5,4
2011	626	397	497	693	512	602	885	615	772	595	660	698	6,2
2012	114				8	205							0,32

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

Fuente: ANH – Grupo regalías

En la vigencia 2011 se incluyeron como beneficiarios por explotaciones en su territorio, los municipios de Coello y Flandes en el Tolima, el municipio de Bolívar en Santander y tres municipios aún no identificados del departamento de Casanare, Putumayo y Santander.

De igual forma, se incluyó como beneficiario el Patrimonio Autónomo FIA a quién se giró, por cuenta de los municipios que así lo autorizaron, recursos de participaciones en regalías por explotación de hidrocarburos destinados al desarrollo de planes departamentales de agua, hasta la liquidación provisional de diciembre de 2011.

A continuación presentamos información consolidada del giro de regalías al 31 de diciembre del año 2011, por departamento y puertos:

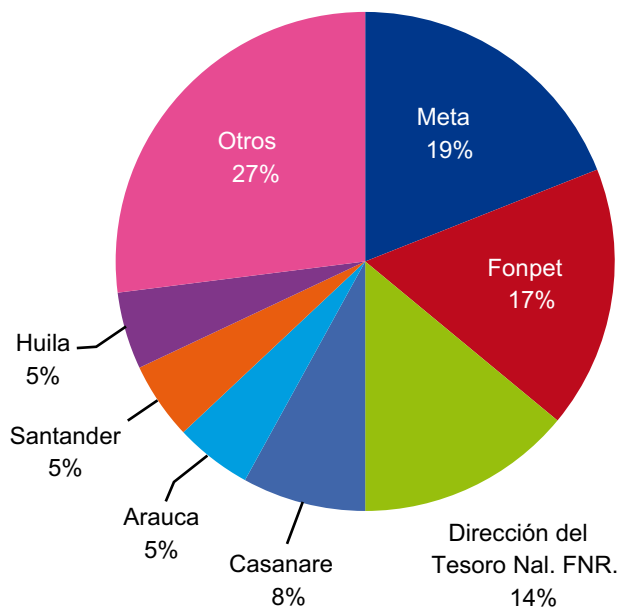
**Tabla 7. Regalías giradas por explotación de hidrocarburos
Enero 1 a diciembre 31 de 2011**

Beneficiario	2011
Antioquia	
Arauca	
Bolívar	
Boyacá	
Casanare	
Cauca	
Cesar	
Córdoba	
Cundinamarca	
Guajira	
Huila	
Magdalena	
Meta	
Nariño	
Norte de santander	
Putumayo	
Santander	
Sucre	
Tolima	
Vichada	
Municipios puertos - depto. Sucre	
Municipios puertos - depto. Córdoba	
Puertos carga, descarga y cabotaje	
Fnr. Escalonamiento	
Comisión nal. Regalías 1% ley 756	
Dirección del tesoro nal. Fnr.	
Fonpet	
Patrimonio autónomo - fia	
Total	

Fuente: ANH – Grupo regalías

A continuación los entes con las participaciones más altas:

Gráfica 10. Participación regalías giradas



Fuente: ANH – Grupo regalías

A la fecha de corte del presente informe, el detalle de los giros realizados durante el año 2012, que incluye el giro de rendimientos financieros acumulados y los desahorros extraordinarios del FAEP, corresponde al siguiente:

**Tabla 8. Regalías giradas por explotación de hidrocarburos
Enero 1 a junio de 2012**

Beneficiario	2012
Antioquia	26.339.260.894
Arauca	108.626.842.989
Bolívar	37.786.580.793
Boyacá	30.946.282.772
Casanare	168.783.580.054
Cauca	1.948.629.185
Cesar	8.444.274.432
Córdoba	203.050.093
Cundinamarca	2.141.956.598
Guajira	44.337.027.211
Huila	62.149.340.739
Magdalena	30.592.802
Meta	282.573.221.607
Nariño	1.274.596.735
Norte de santander	5.546.813.727

► Continúa

► Continúa: Tabla 8. Regalías giradas por explotación de hidrocarburos

Beneficiario	2012
Putumayo	34.089.477.130
Santander	67.408.330.814
Sucre	1.128.762.743
Tolima	31.495.292.563
Vichada	134.373.774
Municipios puertos - depto. Sucre	57.498.152.658
Municipios puertos - depto. Córdoba	60.312.977.079
Puertos carga, descarga y cabotaje	27.203.256.663
Fnr. Escalonamiento	36.314.517.416
Comisión Nal. Regalías 1% ley 756	14.724.362.225
Dirección del Tesoro Nal. FNR.	258.474.484.096
Fonpet	288.464.482.893
Patrimonio autónomo - FIA	29.301.545.108
Total	1.687.682.065.793

Fuente: ANH – Grupo Regalías

2.1. Giro directo al patrimonio autónomo FIA

De conformidad con lo previsto en el artículo 118 de la Ley 1151 de 2007 y decretos reglamentarios, la Agencia Nacional de Hidrocarburos procedió durante el año 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 las entidades territoriales, así:

Tabla 9. Cifras en pesos moneda legal

Mes	Valor
Enero	14.132.659.274
Febrero	14.123.894.593
Marzo	14.211.444.593
Abril	14.211.444.593
Mayo	14.211.444.593
Junio	14.079.180.146
Julio	14.254.280.146
Agosto	14.300.873.487
Septiembre	14.211.444.593
Octubre	14.211.444.593
Noviembre	14.211.444.593
Diciembre	14.211.444.593
Total pagos FIA	170.370.999.797

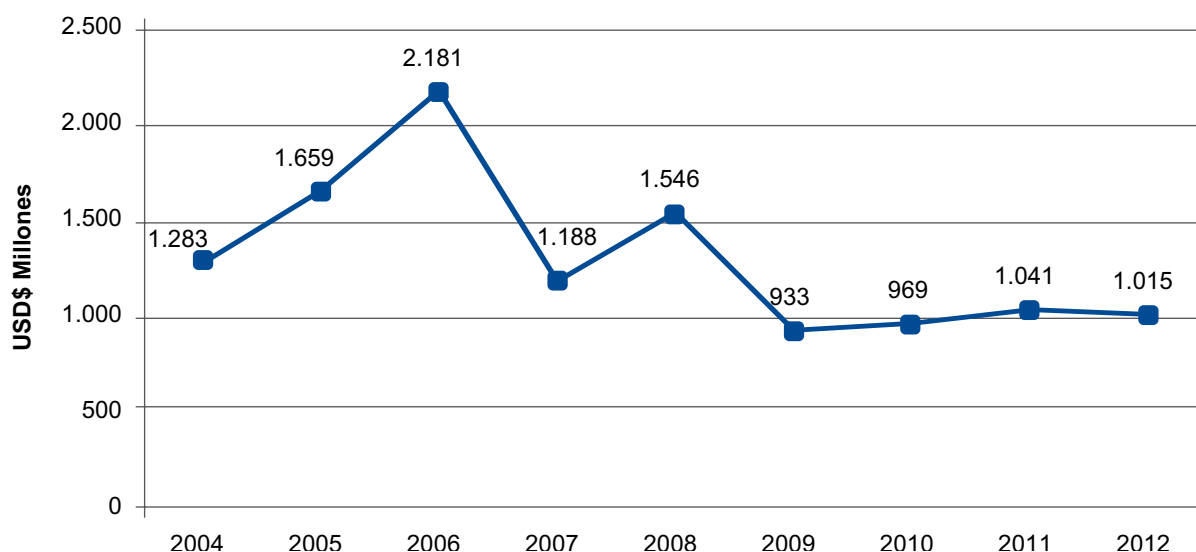
Fuente: ANH – Grupo Regalías

2.2. 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 adicione.”

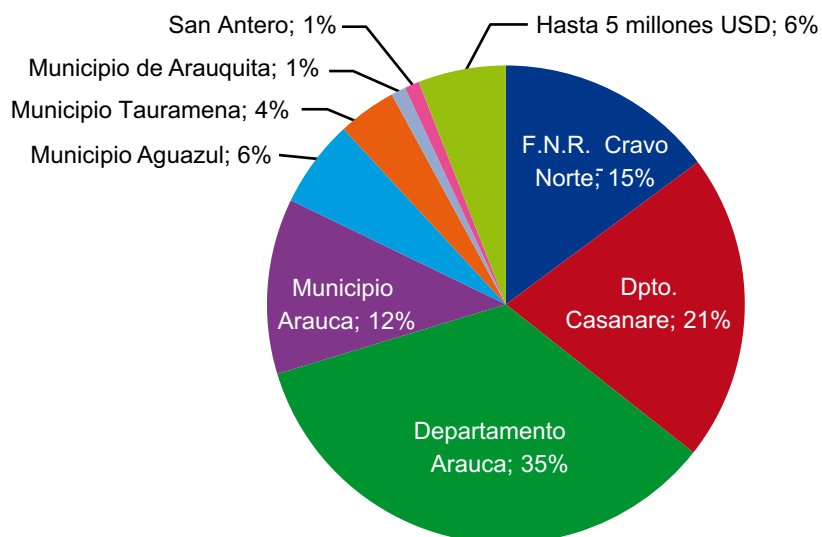
En atención a estas disposiciones legales, el saldo acumulado en el FAEP al cierre del mes de mayo de 2012, asciende a US\$1.014 millones, de conformidad con la conciliación realizada con el Banco de la República.

Gráfica 11. Saldo FAEP en los últimos años



Fuente: ANH – Grupo regalías

Gráfica 12. Distribución del saldo del FAEP a mayo de 2012



Fuente: ANH – Grupo regalías

2.3. 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 desde el año 2010 hasta la fecha de corte, en cuantía de USD\$ 72.000.121, a cargo del partícipe Fondo Nacional de Regalías. La transferencia en pesos asciende a la suma de \$ 136.304.930.521.

2.4. Desahorro extraordinario, artículo 44 de la Ley 1430 de 2010, modificado por el artículo 118 de la Ley 1450 de 2011

Conforme al procedimiento considerado en el Decreto 2522 de 2011, donde se reglamenta el giro anual de la cuarta parte calculada sobre el 25% de los saldos de los partícipes del FAEP a 31 de diciembre de 2011, la ANH ha efectuado al cierre del mes de junio, el desembolso de \$114.008.150.229, recursos que se encuentran destinados exclusivamente a la inversión en vías de jurisdicción de los municipios beneficiarios de éstos recursos, previamente aprobados por el Ministerio de Transporte conforme el Plan Nacional de Vías.

2.5. Comercialización de Regalías



En virtud de la derogatoria de los parágrafos 2 y 4 del artículo 5° del Decreto 1760, se elimina la facultad que hasta el momento tenía Ecopetrol para recaudar y comercializar las regalías que se generaban: i) en contratos de exploración y explotación de hidrocarburos celebrados antes del 1° de enero de 2004, ii) en las áreas de operación directa, y, iii) en las concesiones vigentes.

A partir de dicha derogatoria, la ANH es la entidad responsable del recaudo y comercialización de la totalidad de las regalías que se generan en el territorio Nacional, por lo que esta entidad ha dispuesto lo necesario para cumplir con los términos y plazos establecidos en la normatividad vigente, en lo que a giro de participaciones en regalías se refiere.

Por otra parte, el desarrollo normativo del numeral 5.10 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003, consagrado en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 18 1022 de 2005, al tenor literal establece:

“ARTÍCULO 1o. La Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, recaudará, en especie las regalías generadas por la explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos bajo cualquier modalidad contractual, de acuerdo con la parte motiva de esta Resolución.

PARÁGRAFO. Por razones técnicas y de operatividad, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, podrá recaudar en dinero las regalías. Para el efecto, los contratistas girarán directamente a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, no menos de los montos correspondientes a las regalías, según la liquidación que para el efecto realice el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con la ley”.

Como quiera que el recaudo de las Regalías de propiedad del Estado es un asunto de interés público y con el fin de hacer más eficiente el proceso de recaudo de la totalidad de las regalías generadas por la explotación de hidrocarburos y teniendo en cuenta la experiencia de Ecopetrol S.A. en este tema la ANH requirió la colaboración de ésta entidad para cumplir con la función de recaudo de manera eficiente.

Para la comercialización la entidad ha convenido como precio de referencia el resultante de aplicar la fórmula dispuesta en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 18 1709 de 2003 “Por la cual se dictan disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno”. En este proceso se ha generado una diferencia neta positiva, entre el valor de la comercialización de las regalías y el giro de participaciones; partida denominada “Margen de Comercialización”.

2.6. Rendimientos financieros

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto 0051 de 2012, que reglamentó el procedimiento para la distribución de los rendimientos financieros generados por regalías y compensaciones, la ANH contrató el desarrollo de un aplicativo que permitiera realizar el cálculo y distribución de los rendimientos generados por la permanencia de los recursos de regalías en el sistema financiero, transfiriendo el 26 de marzo de 2012, la suma de \$114.262.050.141 a los entes beneficiarios.

2.7. Margen de comercialización

Conforme lo dispuesto en el Decreto 4923 de diciembre 26 de 2011, que en su artículo 156 establece el tratamiento que la entidad debe dar a lo correspondiente a Margen de Comercialización, a la fecha el resumen de giros efectuados por concepto del 35% destinado a los entes beneficiarios de regalías directas es el siguiente:

Tabla 10.

Detalle	Monto	%	Entidades
Total girado a 25 - 06 -12	612.253.238.481	98,10%	178
Pendiente de giro	11.830.616.219	1,90%	18
A girar	624.083.854.700	100,00%	196

Fuente: ANH – Grupo Regalías

3. Zonas de frontera

En la siguiente tabla se muestran las ventas generales durante julio a diciembre de 2011 de los doce departamentos fronterizos. Así mismo, se presentan los hechos más relevantes en la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo en cada departamento:

Tabla 11.

Mes	Diesel	Diesel importado	Gasolina corriente	Gasolina extra	Gasolina importada	Total general
Amazonas	214,722		590,368			105,090
Arauca	1,891,240		353,382			2,244,622
Boyacá	104,100		639,990	60,750		104,140
Cesar	33,386,990	372,942	3,991,787	138,781	185,539	31,154,139
Chocó	511,311		1,912,119			2,423,421
Guainía	77,725		247,245			324,911
La Guajira		9,570,514			3,562,271	13,132,115
Nariño	22,321,994		22,440,249	74,264		44,130,501
Norte de Santander	111,048	13,000,413	15,300		5,893,071	19,019,832
Putumayo	3,506,363		3,238,155			6,744,518
Vaupés	45,851		129,161			175,012
Vichada	590,210		245 687			835,897
Total general	62,761,554	22,943,869	33,803,434	271,795	9,620,881	129,401,533

Fuente: Ecopetrol S.A

Es de resaltar que estas ventas fueron reportadas a Ecopetrol por los diferentes distribuidores mayoristas y/o terceros que venden en zonas de frontera y que se encuentran aprobados por el Ministerio de Minas y Energía.

3.1. Departamento de La Guajira

**Tabla 12. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel importado	Gasolina importada	Total general
Julio	1.189.833	488.381	1.678.214
Agosto	1.607.267	505.113	2.112.380
Septiembre	1.951.296	548.294	2.499.590
Octubre	1.259.575	630.159	1.889.734
Noviembre	1.552.610	547.007	2.099.617
Diciembre	2.009.933	843.317	2.853.250
Total general	9.570.514	3.562.271	13.132.785

Fuente: Ecopetrol S.A

El abastecimiento se realizó con producto importado directamente por AYATAWACOOP, pues no se presentó operación reportada por parte del importador y distribuidor mayorista DISCOWACOOP.

El 26 de diciembre de 2011 el Ministerio de Minas y Energía autorizó incrementar el cupo UPME del Departamento en 863.552 galones, correspondientes a 6.350 galones más para cada estación de servicio, debido a las entregas adicionales por parte de Venezuela y con el objeto de no poner en riesgo el acuerdo binacional. Esta medida estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2011.

3.2. Departamento de Cesar

**Tabla 13. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Diesel importado	Gasolina corriente	Gasolina extra	Gasolina importada	Total general
Julio	6.098.866	57.626	704.190	22.438	32.346	6.915.466
Agosto	6.091.037	72.951	679.581	17.284	17.021	6.877.874
Septiembre	5.317.500	63.006	574.301	22.164	26.966	6.003.937
Octubre	4.923.306	63.357	587.184	22.724	26.418	5.622.989
Noviembre	5.519.473	60.637	566.259	19.302	28.378	6.194.049
Diciembre	5.436.808	55.365	880.272	32.869	34.410	6.439.724
Total general	33.386.990	372.942	3.991.787	136.781	165.539	38.054.039

Fuente: Ecopetrol S.A

El abastecimiento se realizó de manera normal con producto nacional para todo el departamento, con excepción del municipio de Rio de Oro, el cual recibió producto importado de Venezuela a través de los distribuidores mayoristas ubicados en Norte de Santander.

En septiembre de 2011 se restringieron las cesiones de volúmenes de combustible entre las estaciones de servicio del norte y sur del Cesar para generar un control del destino final del producto. Adicionalmente se suspendió la operación del puesto de control en septiembre de 2011.

3.3. Departamento de Norte de Santander

**Tabla 14. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Diesel importado	Gasolina corriente	Gasolina importada	Total general
Julio		2.192.847		1.015.721	3.208.568
Agosto		2.386.091		978.325	3.364.416
Septiembre		2.151.039		1.012.522	3.163.561
Octubre		2.330.512		923.105	3.253.617
Noviembre		2.104.431		934.922	3.039.353
Diciembre	111.048	1.835.493	15.300	1.028.476	2.990.317
Total general	111.048	13.000.413	15.300	5.893.071	19.019.832

Fuente: Ecopetrol S.A

El departamento se abasteció con producto importado de Venezuela y en algunas ocasiones se entregó producto nacional ante la falta de producto importado debido a problemas en las vías (Vigía-Ureña) por la fuerte ola invernal, lo que afectó el transporte operado por Lukypetrol.

Por esta razón, el Ministerio de Minas y Energía habilitó el plan de abastecimiento con producto mixto a partir del 12 de julio de 2011, habilitando las plantas de Ayacucho, Chimitá y Agualinda con producto nacional.

En reunión de Cancilleres celebrada el 24 de octubre de 2011, se acordó incrementar el volumen de combustible inicial a 16 millones de litros/mes (4.226.754 galones/mes). Adicionalmente Venezuela ofreció incrementar en cinco unidades (gandolas) la flota de transporte dedicada al esquema de exportación de combustibles para Colombia.

3.4. Departamento de Boyacá

**Tabla 15. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Gasolina extra	Total general
Julio	29.450	92.000	6.250	127.700
Agosto	23.100	126.600	12.150	161.850
Septiembre	24.450	128.690	15.650	168.790
Octubre	14.500	108.700	9.100	132.300
Noviembre	9.750	73.200	2.850	85.800
Diciembre	2.850	110.800	14.750	128.400
Total general	104.100	639.990	60.750	804.840

Fuente: Ecopetrol S.A

El Departamento se abasteció con producto nacional sin ningún inconveniente.

3.5. Departamento de Arauca

**Tabla 16. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Total general
Julio	321.466	70.853	392.319
Agosto	283.304	66.335	349.639
Septiembre	352.852	57.845	410.697
Octubre	289.768	44.586	334.354
Noviembre	315.308	41.565	356.873
Diciembre	328.542	72.198	400.740
Total general	1.891.240	353.382	2.244.622

Fuente: Ecopetrol S.A

Durante el segundo semestre del 2011 se presentaron varios paros armados que, a pesar de haber sido controlados por las autoridades, afectaron en algunas ocasiones el oportuno abastecimiento del departamento.

Con base en los acuerdos y reuniones binacionales que se empezaron a adelantar con Venezuela, se estima un suministro de 4,7 millones de litros (1.241.000 galones/mes) de combustible por parte de dicho país para el departamento de Arauca. Para tal efecto, en noviembre de 2011 PDVSA realizó una visita a la planta de abastecimiento de Arauca para verificar las condiciones técnicas de recibo de producto importado.

3.6. Departamento de Vichada

**Tabla 17. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Total general
Julio	105.935	31.529	137.464
Agosto	94.898	44.115	139.013
Septiembre	82.904	41.749	124.653
Octubre	94.792	54.167	148.959
Noviembre	101.046	35.616	136.662
Diciembre	110.635	38.511	149.146
Total general	590.210	245.687	835.897

Fuente: Ecopetrol S.A

El departamento se abasteció con producto nacional sin ningún inconveniente.

3.7. Departamento de Guainía

**Tabla 18. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Total general
Julio	5.700	41.450	47.150
Agosto	9.900	41.600	51.500
Septiembre	10.000	42.300	52.300
Octubre	8.900	45.100	54.000
Noviembre	18.625	39.895	58.520
Diciembre	24.600	36.900	61.500
Total general	77.725	247.245	324.970

Fuente: Ecopetrol S.A

El departamento se abasteció con producto nacional sin ningún inconveniente.

3.8. Departamento de Vaupés

**Tabla 19. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Total general
Julio	4.256	21.720	25.976
Agosto	5.713	18.370	24.083
Septiembre	6.142	21.481	27.623
Octubre	8.698	24.667	33.365
Noviembre	8.790	19.980	28.770
Diciembre	12.252	22.943	35.195
Total general	45.851	129.161	175.012

Fuente: Ecopetrol S.A

El departamento se abasteció con producto nacional sin ningún inconveniente.

3.9. Departamento de Amazonas

**Tabla 20. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Total general
Julio	26.600	78.900	105.500
Agosto	48.500	88.300	136.800
Septiembre	42.000	99.800	141.800
Octubre	28.100	97.588	125.688
Noviembre	39.900	97.680	137.580
Diciembre	29.622	128.100	157.722
Total general	214.722	590.368	805.090

Fuente: Ecopetrol S.A

Se garantizó el abastecimiento con producto nacional sin inconvenientes.

3.10. Departamento de Putumayo

**Tabla 21. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Total general
Julio	626.776	525.400	1.152.176
Agosto	592.045	529.476	1.121.521
Septiembre	621.670	555.065	1.176.735
Octubre	552.516	535.886	1.088.402

► Continúa

► Continúa: Tabla 21. Ventas julio a diciembre de 2011

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Total general
Noviembre	583.677	534.044	1.117.721
Diciembre	529.679	558.284	1.087.963
Total general	3.506.363	3.238.155	6.744.518

Fuente: Ecopetrol S.A

Se garantizó el abastecimiento con producto nacional sin inconvenientes. No obstante, para el municipio de Puerto Leguizamo se habilitó como plan de contingencia el abastecimiento desde la planta de Mulaló, debido a problemas de orden público sobre el corredor fluvial del río Putumayo, en diferentes épocas del segundo semestre del 2011.

3.11. Departamento de Nariño

**Tabla 22. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Gasolina extra	Total general
Julio	3.608.924	3.259.039	10.175	6.878.138
Agosto	3.760.268	3.422.017	13.400	7.195.685
Septiembre	3.819.599	3.502.836	6.555	7.328.990
Octubre	3.707.743	4.131.627	4.000	7.843.370
Noviembre	3.815.123	3.596.349	14.171	7.425.643
Diciembre	3.610.337	4.528.381	25.963	8.164.681
Total general	22.321.994	22.440.249	74.264	44.836.507

Fuente: Ecopetrol S.A



Durante los meses de julio y agosto de 2011 se incrementaron las restricciones de venta de los combustibles por parte Ecuador, repercutiendo en la disminución del contrabando proveniente de este país e impulsando el consumo del producto nacional.

A mediados de septiembre, los taxistas de Pasto realizaron protestas exigiendo precio especial para la gasolina que ya había sido aprobado para 40 municipios del departamento. En octubre el Ministerio de Minas y Energía aprobó un precio especial para la gasolina corriente en todo el departamento. Adicionalmente, mediante Resolución 181753 del 26 de octubre de 2011 se decidió adelantar el 15% del cupo de noviembre para los municipios de Pasto e Ipiales como medida para mitigar un posible desabastecimiento.

Mediante Resolución 182303 del 22 de diciembre de 2011, el Ministerio de Minas y Energía decidió redistribuir el cupo UPME del departamento de Nariño para otorgar 588.658 galones/mes para varios municipios del cordón panamericano.

3.12. Departamento de Chocó

**Tabla 23. Ventas julio a diciembre de 2011
(Galones/mes)**

Mes	Diesel	Gasolina corriente	Total general
Julio	103.740	254.340	358.080
Agosto	80.448	303.731	384.179
Septiembre	82.134	319.443	401.577
Octubre	70.231	347.725	417.956
Noviembre	64.807	355.506	420.313
Diciembre	108.451	328.091	436.542
Total general	511.311	1.912.110	2.423.421

Fuente: Ecopetrol S.A

Se garantizó el abastecimiento con producto nacional sin inconvenientes.

4. Programas de reconversión socio laboral

En cuanto a los resultados de los Programas de Reconversión socio laboral, desarrollados en los diferentes departamentos zonas de frontera durante el periodo julio-diciembre 2011, a continuación se presenta el informe suministrado por el área de Gestión Social de Ecopetrol:

El programa de reconversión socio laboral para la población dedicada al comercio ilícito de combustibles en los departamentos de zonas de frontera con las repúblicas de Venezuela y Ecuador, tiene cobertura en los siguientes 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 Riohacha, Cúcuta, Puerto Carreño, Puerto Inírida, Ocaña, Abrego, Ipiales, las regionales del Sena de cada uno los departamentos donde opera el programa y los institutos financieros de Norte de Santander, Arauca y la Cooperativa Cootregua en Guainía.

Tabla 24.

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

Fuente: Ecopetrol S.A

Son objetivos esenciales del programa: 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 y la institucionalidad.

De acuerdo con los censos realizados en 2011 se identificaron 7.443 personas dedicadas al comercio ilícito de combustibles ubicadas así: 1198 en La Guajira, 4.046 en Norte de Santander, 492 en Arauca, 117 en Vichada, 140 en Guainía, 670 en Ipiales y 780 en La Paz (Cesar).

Del total censado se inscribieron al programa 5.371 personas (72,1%), de los cuales se sensibilizaron a 3.452 (46,3%) y se han vinculado al proceso de formación 2.933 (39,4%). Estos se encuentran distribuidos así: 909 en La Guajira, 1.272 en Norte de Santander, 323 en Arauca, 100 en Vichada, 135 en Guainía y 194 en Ipiales.

Con respecto al total de la población de pimpineros censados, el 23,1% de la población ha abandonado el comercio ilícito. Esta se distribuye así: 585 en La Guajira, 506 en Norte de Santander, 270 en Arauca, 46 en Vichada, 121 en Guainía y 194 en Ipiales.

En total el programa de reconversión socio laboral ha financiado 929 unidades productivas de diferentes sectores económicos a 2.857 beneficiarios por valor de \$ 6.068.088.500.

Tabla 25. Consolidado proyectos financiados, beneficiarios y valor de créditos del programa

Sectores	Unidades	Beneficiarios	Valor créditos
Pecuario	93	171	\$ 530.390.000,00
Producción	178	344	\$ 844.297.000,00
Servicios	291	534	\$ 1.450.791.500,00
Comercio	367	1808	\$ 3.242.610.000,00
Totales	929	2857	\$ 6.068.088.500,00

Fuente: Ecopetrol S.A

4.1. Actividades del periodo comprendido entre el 1 de junio de 2011 y 30 de diciembre de 2011

4.1.1. La Guajira

Se desarrolla la incubación de 292 planes de negocio de los 803 beneficiarios formados de la fase I, fase II y fase III a quienes se otorgó créditos por valor de \$1.750 millones.

4.1.2. Norte de Santander

Se consolida el proceso como distribuidor mayorista de combustibles con la Cooperativa Multiactiva de Pimpineros de Norte de Santander que agrupa cerca de 1.500 pimpineros.

4.1.3. Arauca

Se desarrolla la incubación de los 226 planes de negocio de los 295 beneficiarios formados de la fase I y fase II, a quienes se otorgó créditos por valor de \$854 millones. Se inició ronda de segundos créditos (fortalecimiento) a beneficiarios que han pagado su primer crédito. Se elaboró censo de la población de pimpineros en los municipios de Arauquita y Saravena, que permitió identificar 91 y 265 personas respectivamente dedicadas al ingreso, transporte, distribución y comercio ilícito de combustibles.

4.1.4. Vichada

Se culminó proceso de incubación de los 36 planes de negocio de los 45 beneficiarios formados de la fase I, a quienes se otorgó créditos por valor de \$121 millones. Se inició el proceso de formación de 40 nuevos beneficiarios y ronda de segundos créditos (fortalecimiento) a beneficiarios que han pagado su primer crédito.

4.1.5. Guainía

Se desarrolla la incubación de 117 iniciativas de los 123 beneficiarios a quienes se otorgó créditos por valor de \$276 millones y se inició ronda de segundos créditos (fortalecimiento) a beneficiarios que han pagado su primer crédito.

4.1.6. Nariño

Municipio de Ipiales: Terminó proceso de formación de 194 beneficiarios e inició la incubación de las 133 iniciativas de negocio formuladas a las cuales se otorgó créditos por valor de \$778 millones. Se concertó nueva fase para la atención de 200 nuevos beneficiarios con la Gobernación de Nariño, la Alcaldía de Ipiales y el Sena regional Nariño.

5. 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 minero 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 (2013).
- 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.

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.

5.1. 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.

Gracias a la política e incentivos que el Gobierno Nacional ha dado a los inversionistas para la implementación del programa de biocombustibles, se cuenta con la siguiente infraestructura de producción:

Tabla 22. Plantas productoras de etanol

Región	Empresa	Capacidad		Materia Prima	Área Cultivada (hectáreas)	Entrada en Operación
		l/día	MGal/año			
Plantas Existentes						
Miranda/Cauca	Incauca	300,000	23.81	Caña de Azúcar	11,942	10/2006
Palmira/Valle	Ingenio Providencia	250,000	19.84	Caña de Azúcar	9,287	10/2006
Palmira/Valle	Manuelita	250,000	19.84	Caña de Azúcar	8,721	03/2006
Candelaria/Valle	Mayagüez	150,000	11.90	Caña de Azúcar	6,587	03/2006
La Virginia/Risaralda	Ingenio Risaralda	100,000	7.94	Caña de Azúcar	3,004	03/2006
Canta Claro/ Puerto López	GPC Etanol	25,000	1.98	Yuca Amarga	1,200	12/2009
Sub-total		1,075,000	85.31		40,741	
Expansiones de las plantas en operación						
Palmira/Valle	Ingenio Providencia	50,000	3.97	Caña de Azúcar		
Miranda/Cauca	Incauca	50,000	3.97	Caña de Azúcar		
Candelaria/Valle	Mayagüez	100,000	7.94	Caña de Azúcar		
Sub-total		200,000	15.88			
Plantas en Construcción						
Puerto López/Llanos Orientales	Bioenergy (Ecopetrol)	480,000	38.09	Caña de Azúcar	12,000	TBD
Sub-total		480,000	38.09		TBD	
Proyectos en Desarrollo (Plantas Futuras)						
Zarzal/Valle	Riopaila Castilla	400,000	31.75	Caña de Azúcar	TBD	TBD
Pivijai Magdalena	Agrifuels (Merhav)	375,000	29.76	Caña de Azúcar	10,000	TBD
Valle del Río la Vieja/Quindío	AQA S.A.	150,000	11.90	Caña de Azúcar	TBD	TBD
Total sin incluir plantas futuras		1,755,000	139.28		62,741	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

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.

La implementación y sostenibilidad del programa ha tenido que enfrentar algunos contratiempos y problemáticas, que han podido ser superadas gracias al trabajo conjunto y coordinado con todos los agentes de la cadena de combustibles líquidos, interesados e involucrados y al nuevo sector que nació en Colombia con la implementación de la Ley 693; el sector de los biocombustibles.

Entre los principales retos que ha tenido que enfrentar el programa de etanol se encuentran:

- Debates en contra del uso del etanol como combustible
- Acciones populares buscando detener el programa
- Desabastecimiento por causa de las olas invernales que ha ocasionado inundaciones en las zonas cañeras y bloqueo de vías por derrumbes, entre otros.

Hoy en día en el país se comercializan mezclas E8 y E10, dependiendo de las zonas del país, se tiene una capacidad instalada de 1'275.000 litros de etanol anhidro por día y alrededor del programa se viene desarrollando importantes proyectos como el de Bioenergy en los Llanos Orientales, que le dará un gran impulso a toda la agroindustria en una de las principales zonas de expansión agroindustrial del país, con todos los beneficios que esto puede generar para esta regiones y sus habitantes y el país. A la fecha el sector cañicultor colombiano ha generado más de 22.000 empleos directos con la implementación de los proyectos de producción de etanol.

En estos momentos, para que el programa pueda seguir ampliándose, es necesario definir las alternativas para el aumento de mezclas gasolina-etanol por encima del 10% en volumen (E10), para que importantes proyectos que están en estudio puedan continuar su desarrollo y llegar a concretar su implementación. Así mismo, es necesario analizar los resultados del estudio que sobre mercados internacionales de biocombustibles se realizó a través del acuerdo de cooperación firmado con el BID, con el fin de buscar alternativas para que los biocombustibles colombianos puedan acceder a los mercados de Estados Unidos, Canadá, la Unión Europea y Japón.

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.

5.2. 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.

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 23. Plantas productoras de biodiesel

Región	Empresa	Capacidad (ton/ año)	Capacidad (MGal/año)	Área Cultivada (hectáreas)	Entrada en Operación
Plantas en Operación					
Codazzi/Cesar	Oleoflores	70.000	21.26	23.000	ene-08
Santa Martha/Magdalena	Odin Energy	36.000	10.93	12.000	jun-08
Santa Marta/Magdalena	Biocombustibles Sostenibles del Caribe	100.000	30.37	33.300	mar-09
Facatativá/Cundinamarca	Bio D	100.000	30.37	33.300	feb-09
Barrancabermeja	Ecodiesel de Colombia	100.000	30.37	33.300	jun-10
San Carlos de Guaroa/ Meta	Aceites Manuelita	100.000	30.37	33.300	jul-09
Total		506.000	153.67	168.200	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

La implementación y sostenibilidad del programa de biocombustibles para motores diesel, así como ha sucedido con el programa de etanol carburante, ha tenido que enfrentar algunos contratiempos y problemáticas, que han podido ser superadas gracias al trabajo conjunto y coordinado con todos los agentes de la cadena de combustibles líquidos, interesados e involucrados y al nuevo sector de los biocombustibles.

Los principales retos que ha tenido que enfrentar el programa de biocombustibles para motores diesel están ligados a temas del aseguramiento de calidad, por la situación que se genera con la producción de sedimentos blancos durante el almacenamiento del biodiesel (Haze) y por los debates que se han generado por el uso de mezclas superiores a B7 y que requirió un ajuste a los Decretos 2629 de 2007 y 1135 de 2009, a través de la emisión del Decreto 4892 de diciembre de 2011, documento consultado que requirió de rondas de consulta a través de la OMC, cumpliendo con el acuerdo de obstáculos técnicos al comercio.



Hoy en día en el país se comercializan mezclas B7 y B10, dependiendo de las zonas del país y se tiene una capacidad instalada de 506.000 ton./año de producción de biodiesel. El programa ha generado alrededor de 48.000 empleos entre directos e indirectos en las áreas donde se cultiva la palma africana, de donde se extrae el aceite de palma para la producción del biodiesel.

En estos momentos, para garantizar la sostenibilidad del programa y que pueda seguir ampliándose, es necesario que los productores de biodiesel garanticen que el fenómeno de formación del Haze se encuentra controlado y no genera ningún inconveniente aguas debajo

de la cadena. Adicionalmente, gracias al impulso que se ha dado a los biocombustibles en Colombia y a nivel mundial, hoy en día se tiene nuevas alternativas tecnológicas que genera nuevos productos (Diesel Renovable, Jet Renovable, Bioquímicos, etc.) a través de las cuales es posible seguir ampliando el mercados de biocombustibles en el país y las mezclas con combustibles fósiles, de acuerdo con los lineamientos dados en el CONPES 3510.

Adicionalmente, así como en el caso del etanol combustible, es necesario analizar los resultados del estudio que sobre mercados internacionales de biocombustibles se hizo a través del acuerdo de cooperación firmado con el BID, para buscar alternativas para que los biocombustibles colombianos puedan acceder los mercados de Estados Unidos, Canadá, La Unión Europea y Japón.

5.3. Factor de producción eficiente

Como la producción de biodiesel a partir de aceite crudo de palma requiere bajos niveles de acidez y humedad para garantizar la durabilidad de la mezcla de biocombustible y ACPM y evitar fenómenos tales

como los estir glucósidos o Haze, se hizo necesario modificar mediante Resolución No. 181966 del 24 de noviembre de 2011 el ajuste por calidad en la definición del precio interno nacional del aceite de palma ajustado por calidad para la definición de los precios internos del biocombustible para uso en motores diesel, de tal forma que se incorpore las mermas relacionadas con la producción de aceite crudo de palma bajo los parámetros de calidad actuales.

5.4. Proyectos en materia de biocombustibles

Mediante Cooperación Técnica ATN/JF-10827-CO con el Banco Interamericano de Desarrollo – BID-, financiada con recursos del Gobierno del Japón, cuyo objeto fue proveer al Gobierno de Colombia con un marco sólido e información que permitan la inversión en proyectos, planes y programas de energía sostenible y biocombustibles a través de un conjunto de herramientas, estudios y fortalecimiento institucional, se realizaron los siguientes estudios, de los cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

5.4.1. Preparación de una evaluación de ciclo de vida de la cadena de producción de biocombustibles en Colombia y conjunto de herramientas para promover inversiones en el sector biocombustibles

El análisis de ciclo de vida (ACV) para los biocombustibles producidos en Colombia, determinó los niveles típicos de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del etanol (~74%) y biodiesel (~83%) con respecto a los combustibles fósiles que sustituyen, que coloca a los biocombustibles colombianos como los de mayores reducciones a nivel mundial, cumpliendo con los requerimientos más exigentes como son los de los mercados Europeo (RED) y Americano (RFS2).

Ahora, desde el punto de vista del impacto ambiental global de la producción de biocombustibles, los biocombustibles colombianos mostraron, además de ser los de mayores reducciones de GEI, los que tienen el impacto global más bajo, calculado a partir de los indicadores de punto medio (GWP, formación de smog, acidificación, eco toxicidad y demanda acumulada de energía) e indicadores de punto final (daño a la salud, daño a los ecosistemas y agotamiento de recursos no renovables).

El estudio de ACV de la producción de biocombustibles en Colombia permitió además, a través de un análisis de aptitud de tierras desarrollado con base en herramientas de información geográfica (GIS) en escala 1:500.000, mostrar el potencial que tiene Colombia para convertirse en un líder mundial en la producción de biocombustibles, cumpliendo con todos los lineamientos internacionales y las restricciones de tipo edafo-climáticas, ambientales, sociales, de garantía de suministro de alimentos, de infraestructura, etc. para garantizar que los indicadores de sostenibilidad sean cumplidos o ampliamente superados. Se identificaron como altamente aptas para el cultivo de palma 800.000 ha, y 1.000.000 para el cultivo de caña.

Para la evaluación de los indicadores sociales de sostenibilidad, se utilizó la metodología definida por la “Tarjeta de Evaluación (BSC) BID de Sostenibilidad de Biocombustibles”, que está basada en los criterios de sostenibilidad de la Mesa Redonda de Biocombustibles Sostenibles (RSB). Los resultados de esta evaluación mostraron que la producción de los biocombustibles en Colombia presentan los más altos indicadores en el cumplimiento de respeto a los derechos humanos, derechos laborales, propiedad de la tierra, acceso a los recursos e impacto sobre la seguridad alimentaria, entre otros.

En este sentido, este estudio se convierte en un instrumento que facilitará la toma de decisiones para continuar con el programa de biocombustibles en Colombia y mostrar las ventajas de estos a nivel

internacional. En el campo internacional, los resultados de este estudio ya están siendo utilizadas ante la Agencia de Protección del Medio Ambiente (EPA) de los Estados Unidos, para mostrar que Colombia tiene unas políticas y condiciones para producción de biocombustibles, a partir de aceite de palma, muy diferentes a las de Malasia e Indonesia y basados en esto se solicitó la diferenciación de los biocombustibles de palma de aceite producidos en Colombia, situación que mejorará la imagen de los biocombustibles colombianos ante el mundo y colocara al país en una posición muy favorable para negociar la entrada de sus biocombustibles en este mercado.

Además, a través del contacto realizado con el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, en el taller EUROCLIMA Expert Consultation on Agro Environmental Impacts of Biofuels and Bioenergies, que se llevó a cabo en el mes de diciembre del 2011 en la ciudad de Campinas en Brasil, se tiene la alternativa de divulgar los resultados del estudio hacia la Unión Europea, como forma de promover los biocombustibles colombianos y el potencial que tiene el país para abastecer estos mercados.

5.4.2. Preparación de un estudio de mercado de biocombustibles y conjunto de herramientas para su exportación



Este estudio permitió identificar los mercados potenciales a nivel mundial para los biocombustibles colombianos; de igual manera, permitió identificar los aspectos claves a tener en cuenta para ser competitivos en los mercados internacionales y la definición de las alternativas para desarrollar el potencial exportador colombiano de biocombustibles y con base en esta información definir las estrategias para que Colombia pueda acceder a los mercados internacionales identificados

La demanda nacional no permitiría colocar toda la oferta potencial que puede llegar a tener Colombia, mientras mercados como los definidos en el RFS2 por los americanos, en la Directiva 2009/28/EC de la Unión Europea, las políticas definidas en Canadá y Japón alrededor del tema de biocombustibles y los Tratados de Libre Comercio (TLC) que se vienen firmando con estos países, permitirían desarrollar al 100% este potencial, con los consiguientes beneficios que esto puede generar para el desarrollo tecnológico, económico y social del país y los impactos que puede tener sobre la sustitución de cultivos ilícitos y aspectos de seguridad en las áreas rurales donde se desarrollen los cultivos que alimentarían las plantas de producción de los biocombustibles y/o bio-productos.

Con los resultados de este estudio se puede revisar la política actual de biocombustibles, para buscar ser más competitivos frente a los grandes competidores del mercado internacional especialmente en los mercados potenciales identificados por este estudio.

5.4.3. 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

La garantía del cumplimiento de los estándares de calidad de los biocombustibles y sus mezclas a lo largo de la cadena de producción y distribución de los mismos, es uno de los principales aspectos técnicos a

tener en cuenta cuando se quiere garantizar la sostenibilidad de los programas de biocombustibles y herramienta fundamental para la promoción internacional de los mismos.

El proyecto que se viene desarrollando para estructurar una propuesta para la implementación de un programa de control y aseguramiento de la calidad (QA/QC) de los biocombustibles y sus mezclas con combustibles fósiles, permitirá que el Ministerio de Minas y Energía disponga de la información que le permita definir cuál sería la mejor alternativa para poder mejorar en estos aspectos y a mediano y largo plazo llegar a tener un programa reconocido internacionalmente, donde todos los agentes de la cadena se integren activamente a estos esfuerzos y así poder garantizar que, tanto los biocombustibles como las mezclas con combustibles que se distribuyen en el país, cumplan con todos los parámetros de calidad definidos por la normatividad nacional a lo largo de toda la cadena de distribución de los mismos.

Adicionalmente, al integrar este tipo programas con el cumplimiento de los estándares internacionales de sostenibilidad (ACV), servirían para generar un sello verde de los biocombustibles producidos en Colombia, lo cual será fundamental para su promoción internacional y la sostenibilidad técnica, social y económica de los programas de biocombustibles en Colombia.

5.4.4. Difusión y capacitación del personal técnico y operativo de las buenas prácticas para el almacenamiento y transporte del biodiesel y sus mezclas

Con la Difusión y capacitación del personal técnico y operativo en la buenas prácticas para el almacenamiento y transporte del biodiesel y sus mezclas se inició la reducción del impacto que estaban teniendo las practicas no adecuadas no adecuadas que generaban un alto reclamo de los usuarios de los biocombustibles y así mismo permitieron mostrar a los distribuidores mayoristas y minoristas de combustibles la importancia de aplicar las practicas definidas en el Manual de Buenas Practicas elaborado conjuntamente entre los agentes de la cadena.

Para ello se realizaron talleres de difusión y capacitación a nivel nacional (15 a mayoristas y 25 minoristas); y de igual manera se editaron e imprimieron 1.000 ejemplares de guía de buenas prácticas, así como 1.000 de la cartilla de minoristas y 1.000 de mayoristas).

De igual manera, se resalta que con las capacitaciones realizadas se pudo evidenciar la necesidad de que la Guía de Buenas Practicas sea de obligatorio cumplimiento, para lo cual el Ministerio está revisando la posibilidad de expedir una resolución para este fin.

5.5. Regulación de los agentes de la cadena de distribución de combustibles

Los agentes cadena de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo se encuentran regulados por los decretos 4299 de 2005, 1333 de 2007 y 1717 de 2008, a través de los cuales se establecieron los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio.

A manera de resumen, es de anotar los aspectos más relevantes de las señaladas normas:

- Para ejercer la actividad de refinación, importación, almacenamiento, distribución mayorista, distribución minorista a través de una estación de servicio de aviación y marítima y gran consumidor de combustibles líquidos derivados del petróleo en el territorio colombiano se requiere autorización

del Ministerio de Minas y Energía.

- Se estableció que a través de un certificado de conformidad, emitido por un organismo de certificación acreditado, se evaluó directamente el cumplimiento de los requisitos técnicos señalados en los respectivos reglamentos técnicos determinados para las plantas de abastecimiento, las instalaciones de los grandes consumidores y las estaciones de servicio automotriz, fluvial, marítima y de aviación.
- Los combustibles líquidos derivados del petróleo que se importen al territorio nacional, deberán contar con un certificado de conformidad expedido por un organismo de acreditación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos de calidad establecidos en la normatividad aplicable. Dicho certificado deberá ser presentado por el importador, ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN, como documento soporte de la Declaración de Importación del producto.
- Se establece como requisito para aquel distribuidor mayorista que inicia operaciones de contar como mínimo con una planta de abastecimiento con una capacidad de almacenamiento de 780.000 galones, el cual es el equivalente del 30% del volumen de ventas de 2.600.000 galones.
- El distribuidor mayorista deberá demostrar que ha celebrado contratos o acuerdos comerciales de combustibles con distribuidores mayoristas, distribuidores minoristas o grandes consumidores a los que le distribuya.
- Desaparecen las estaciones de servicio automotriz con bandera blanca, es decir, todas las estaciones de servicio automotriz y fluvial deberán exhibir la marca comercial del distribuidor mayorista que les abastece el combustible. En tal sentido, se señala la prohibición de adquirir combustible simultáneamente de dos o más distribuidores mayoristas.
- Se incluyó a las estaciones de servicio (automotriz, fluvial, aviación y marítima) y al comercializador industrial, como agente distribuidor minorista de combustibles líquidos derivados del petróleo, dado el hecho de que todos ellos distribuyen los combustibles líquidos derivados del petróleo directamente al consumidor final.
- Se reglamentó la distribución de combustibles a través de carrotaques, y en tal sentido se le definió como un agente distribuidor minorista que actúa como comercializador industrial, el cual suministra de combustibles al sector comercial, industrial, agrícola y/o de servicios que no clasifique como gran consumidor, es decir que no consuma más de 20.000 galones al mes de combustibles.
- Se estableció la obligación del agente consumidor final (que consume menos de 20.000 galones al mes de combustibles) que se abastece del comercializador industrial de contar con unas instalaciones que reúnan unas condiciones mínimas de seguridad para el recibo de combustibles para su propio consumo.
- Se fijó una fórmula tarifaria para obligar a dicho agente a dar cumplimiento a la capacidad mínima de almacenamiento exigida en el mencionado decreto, so pena de verse afectado su margen mayorista.
- Se tipificaron las conductas sujetas a la aplicación del régimen sancionatorio general.
- Se reglamentó el formato y los agentes autorizados para el suministro de la guía única de transporte.

El marco regulatorio vigente en Colombia garantiza que el combustible se distribuya a través de la cadena formal, y en ese sentido obliga a los distribuidores mayoristas a entregar producto solo a los minoristas con los cuales tenga un contrato, es decir, en este segmento de la cadena se induce la contratación formal entre agentes y al desarrollo de la marca, como determinante de las tendencias de consumo de los usuarios

finales del combustible.

En cuanto a la relación entre mayoristas, se permite que dos o más distribuidores mayoristas compartan una misma planta de abastecimiento, lo cual ha favorecido el desarrollo de un ambiente más competitivo. En efecto, el número de distribuidores mayoristas se incrementó en los últimos años, pasando de 4 en la década de los ochenta a 17 en la actualidad.

En relación con las características de la infraestructura de almacenamiento que existe a nivel de los distribuidores mayoristas, en Colombia operan 55 plantas de abastecimiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, clasificadas de la siguiente manera:

- 9 plantas de abastecimiento son de operación conjunta, es decir, son de propiedad de más de un distribuidor mayorista.
- 46 plantas de abastecimiento son de propiedad de un solo distribuidor mayorista. De las cuales 8 prestan el servicio de almacenamiento a otros distribuidores mayoristas para que puedan actuar como distribuidor mayorista a través de dicha infraestructura.
- De las 55 plantas de abastecimiento 34 se encuentran conectadas al sistema nacional de poliductos.

Es de anotar, que las fuentes de suministro del distribuidor mayorista son el importador y el refinador, siendo Ecopetrol el único que está importando combustibles (diesel de bajo azufre), y Ayatawacoop para el suministro exclusivamente a las estaciones de servicio automotriz ubicadas en el departamento de La Guajira.

El Ministerio de Minas y Energía ha trabajado en consolidar un proceso de fortalecimiento institucional y de eliminación de asimetrías de información con los agentes de la cadena de distribución.

5.6. Fortalecimiento institucional

El mercado de combustibles líquidos históricamente se había caracterizado por sus inmensas distorsiones; de tal forma que la labor del Ministerio de Minas y Energía en los últimos años se ha concentrado en incorporar mejores recursos humanos, tecnologías y procedimientos que garanticen una institución eficaz y técnica, permitiendo avanzar en la eliminación de dichas distorsiones. Este fortalecimiento institucional se ha dado principalmente a través de los certificados de conformidad, los contratos, fortalecimiento de la marca y el Sistema de Información de Combustibles, SICOM.

5.6.1. Certificados de Conformidad

Respecto a los requerimientos de certificados de conformidad, con el nuevo marco regulatorio expedido, lo que el Ministerio de Minas y Energía ha propendido es asegurar el cumplimiento de estándares técnicos, al dejar la responsabilidad de la certificación de las Estaciones de Servicio, y los Distribuidores Mayoristas, en organismos especializados de carácter netamente técnico y fuera de los intereses personales o políticos que muchas veces se manejaban en los procesos de aprobación.

El sector de combustibles líquidos ha ganado transparencia y los actores cumplen en igualdad de condiciones con los requisitos señalados para la prestación del servicio público de distribución de combustibles.

Así mismo, al establecer el requerimiento del certificado de conformidad se garantiza que todas las instalaciones que operen cumplan con los estándares mínimos de seguridad, garantizando con esto bienestar a la comunidad y la protección al medio ambiente. Pero sobretodo, el Ministerio de Minas y Energía ha garantizado que la regulación (técnica y de mercado entre otras) se implemente en todo el territorio nacional.

5.6.2. Contratos y exhibición de la marca en las estaciones de servicio automotriz

Es importante señalar que el Decreto 4299 de 2005, estableció la obligación al Distribuidor Mayorista de suscribir contrato o acuerdo comercial con las estaciones de servicio a las cuales les distribuya. Adicionalmente, el distribuidor mayorista debe incluir una cláusula de compromiso que faculte al distribuidor minorista a través de estación de servicio automotriz y fluvial para exhibir su marca comercial, con el fin de autorizar a aquel para exigir de éste el cumplimiento de estándares de seguridad y de calidad en la prestación del servicio.

De igual manera el señalado decreto estableció: (i) un distribuidor mayorista debe suministrar el combustible solamente al minorista con el que tenga suscrito un contrato o acuerdo comercial, (ii) un distribuidor minorista, a través de estación de servicio automotriz o fluvial debe celebrar contrato o acuerdo de combustibles con un mayorista, (iii) un distribuidor minorista, a través de estación de servicio automotriz o fluvial, no debe distribuir combustibles a otros minoristas, (iv) un distribuidor minorista, a través de estación de servicio automotriz o fluvial, no debe adquirir combustibles de dos o más mayoristas, y (v) la obligatoriedad del distribuidor minorista, a través de estación de servicio automotriz o fluvial, de exhibir la marca comercial del mayorista que lo provee.

Dichas obligaciones se fundamentan en una regulación que tiene en la “marca”, uno de sus pilares principales y como base importante de las tendencias de consumo de los clientes finales. En relación con la obligación de exhibir la marca comercial por parte de las estaciones de servicio automotriz y fluvial, es pertinente mencionar que básicamente dentro de la dinámica del mercado es el sector de distribución minorista a través de estaciones de servicio en el cual el consumidor final reconoce el servicio que una marca le presta y, es finalmente, sobre esta base que dicho usuario toma la decisión de adquirir el producto.

5.6.3. Diseño, implementación y ampliación del SICOM

El fortalecimiento institucional requirió además solucionar las serias limitaciones en la calidad y cantidad de información suministrada al Ministerio de Minas y Energía. En particular, los procesos y procedimientos existentes para generar estadísticas e información sobre las transacciones y agentes eran precarios y no permitían evaluar el desempeño y comportamiento del mercado.

Es así que 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 de 2007, modificada 124543 de 2011).

En términos generales con el SICOM hemos podido:

- 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 distribución, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, alcohol carburante y biodiesel.
- Reducir las prácticas comerciales irregulares de los agentes, permitiendo controlar la legalidad de los mismos, fortalecer la competencia en el sector y 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.
- Identificar con un único código SICOM a cada agente de la cadena de distribución de combustibles.
- Determinar la ubicación física de cada uno de los agentes, tales como departamento, municipio y dirección.
- Identificar al propietario y al operador de la estación de servicio automotriz, a fin de determinar su responsabilidad respecto a la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.
- Identificar los productos que se comercializan por cada agente de la cadena.
- Controlar que todos los agentes cumplan con la normatividad vigente, como es tener las pólizas al día, vehículos en buen estado y funcionando de acuerdo para 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. El agente cuando esta próximo su vencimiento se le avisa con anterioridad a través del SICOM y si no cumple el sistema bloquea y no se le permite comprar combustible en el territorio nacional hasta que cumpla el requisito.
- Registrar todos los movimientos de combustible por parte de los agentes, fortaleciendo las labores de vigilancia y control de la comercialización.
- Obtener de cada uno de los agentes información en formatos unificados, lo cual le ha permitido al Ministerio de Minas y Energía tener información más confiable y real.

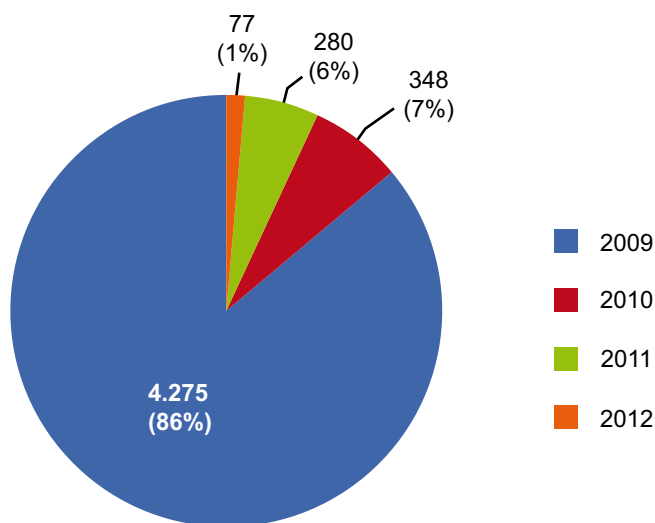
Es así que después de más de 6 años de haber entrado en rigor el nuevo marco regulatorio del sector de los combustibles y de más de 2 años de entrada en operación del SICOM, podemos obtener las siguientes cifras relevantes del sector.

**Tabla 24. Estaciones de Servicios Registradas en el SICOM
Año 2009 al 2012**

Año	Nro E.D.S Automotriz y Fluvial	%
2009	4.275	86%
2010	348	7%
2011	280	6%
2012	77	2%
Total	4.980	100%

Fuente: SICOM

Gráfica 13. Número de E.D.S Automotriz y Fluvial



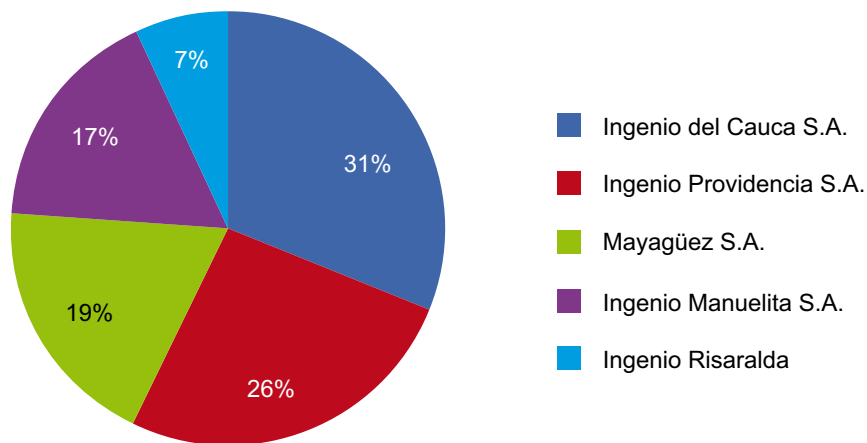
Fuente: SICOM

En el año 2009 se registraron 4.275 estaciones de servicio automotriz y fluvial, en el año 2010 se registraron 348 estaciones de servicio, el año 2011 se registraron 280 estaciones de servicio y en el primer semestre del 2012 se tienen registradas 77 estaciones de servicio.

5.7. Distribución del mercado de los productores de alcohol

A continuación se muestra la distribución del mercado de los productores de alcohol en el primer semestre de 2012.

Gráfica 14. Participación Alcohol 2012

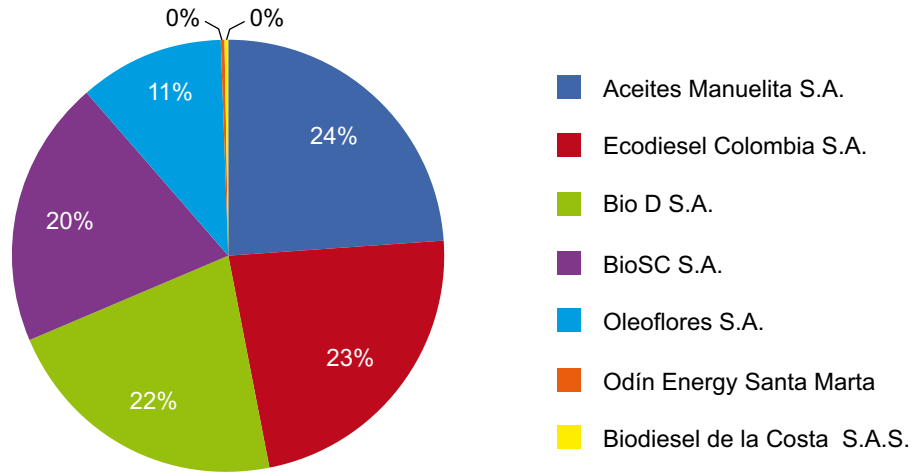


Fuente: SICOM

5.8. Distribución del mercado de los Productores de Biodiesel

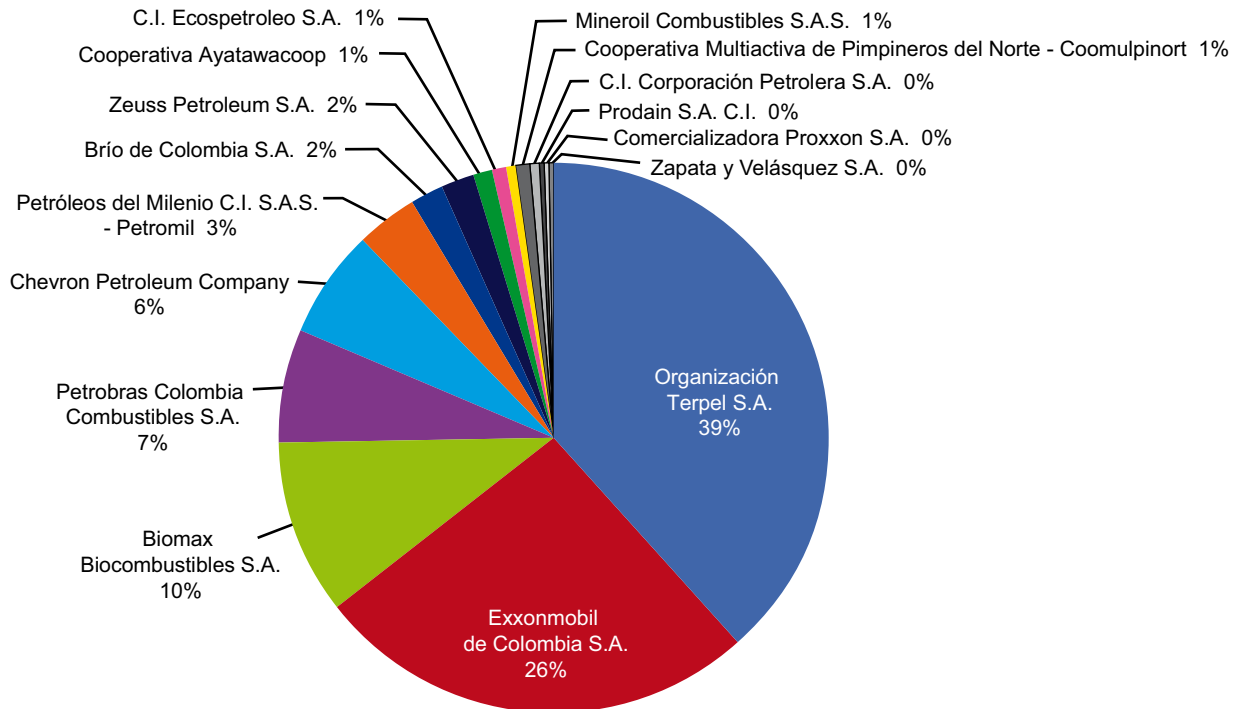
A continuación se muestra la distribución del mercado de los productores de Biodiesel en el primer semestre de 2012.

Gráfica 15. Participación biodiésel 2012



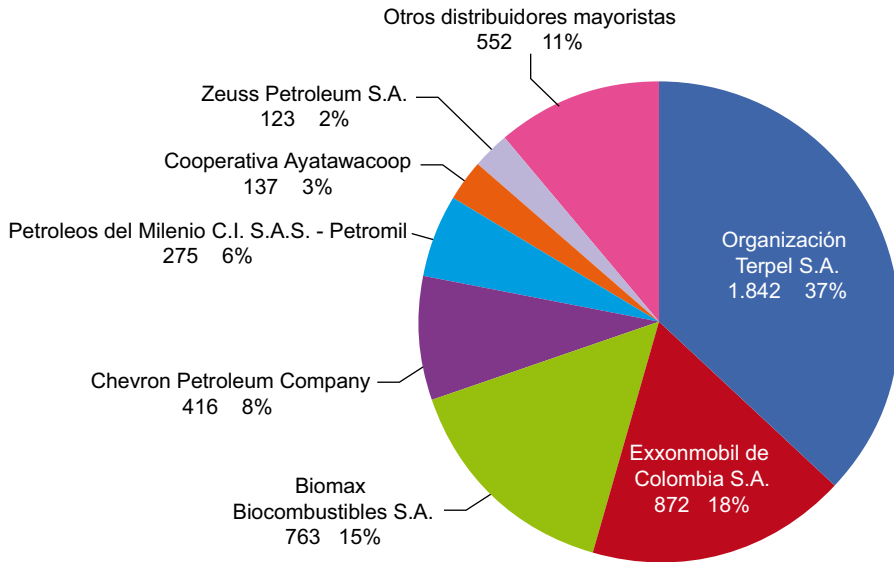
Fuente: SICOM

Gráfica 16. Participación del mercado entre los distribuidores mayoristas (Diesel y gasolina)

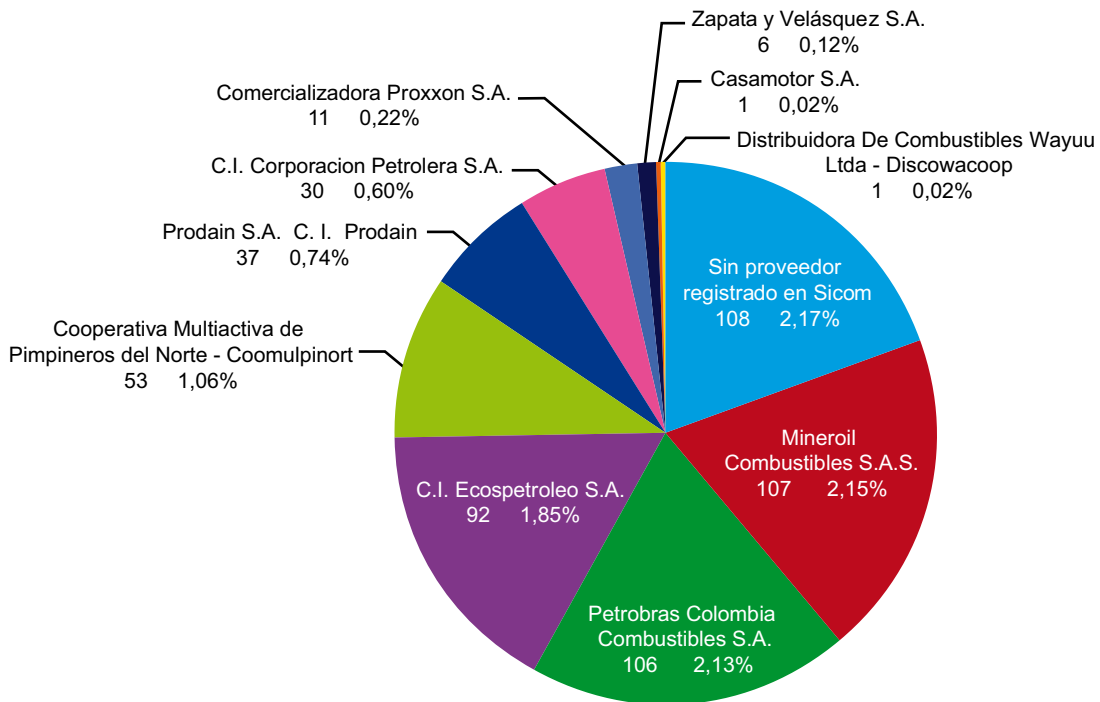


Fuente: SICOM

Gráfica 17. Participación de los otros mayoristas



Fuente: SICOM



Fuente: SICOM

5.9. Consulta de precios de venta de combustible

El SICOM ofrece al público en general, a través de su portal, la consulta de los precios de venta de la gasolina y el diesel de las estaciones de servicio a nivel nacional.

Gráfica 18. SICOM

The screenshot shows the SICOM website interface for searching liquid petroleum derivatives. The search filters are set to: Departamento: BOGOTÁ D.C., Municipio: BOGOTÁ D.C., Localidad: Todos, Nombre Comercial: Todos, Sistema: Todos, Producto: GASOLINA CORRIENTE (CORRIENTE), and Precio: MENOS DE \$500. Below the search filters is a table with 7 columns: DEPARTAMENTO, MUNICIPIO, NOMBRE COMERCIAL, BRANCHA, DIRECCION, PRODUCTO, and SETORIO PRECIO DE VENTA REPORTADO. The table lists several gas stations in Bogotá D.C. with their respective prices.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	NOMBRE COMERCIAL	BRANCHA	DIRECCION	PRODUCTO	SETORIO PRECIO DE VENTA REPORTADO
						PRECIO (L) / LITRO
BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ D.C.	ESTACION DE SERVICIO AUTOMOTRIZ COMBUSCOL EL DIPAZO	TEJADO	Nº Edificio No. 88a-38	GASOLINA CORRIENTE (CORRIENTE)	8.28 / \$183210
BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ D.C.	ESTACION DE SERVICIO AUTOMOTRIZ COMBUSCOL RESERVA	TEJADO	HUENDA 12 No. 78-14	GASOLINA CORRIENTE (CORRIENTE)	8.28 / \$183210
BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ D.C.	ESTACION DE SERVICIO AUTOMOTRIZ COMBUSCOL LA FLORISTA	TEJADO	HUENDA 68 No. 87-68	GASOLINA CORRIENTE (CORRIENTE)	8.28 / \$183210
BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ D.C.	ESTACION DE SERVICIO AUTOMOTRIZ COMBUSCOL CARRE URBAN	TEJADO	CALLE 27 SUR No. 65-35	GASOLINA CORRIENTE (CORRIENTE)	8.28 / \$183210
BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ D.C.	ESTACION DE SERVICIO AUTOMOTRIZ LAS VEGAS AUTOMARKET	SAJONORAMA	AUTOPISTA NOROCCIDENTAL No. 144-74	GASOLINA CORRIENTE (CORRIENTE)	8.28 / \$183210
BOGOTÁ D.C.	BOGOTÁ D.C.	ESTACION DE SERVICIO COMBUSTIBLES LINEA ESTACIONES	PETROBRAS	CALLE 48 No. 348-27	GASOLINA CORRIENTE (CORRIENTE)	9.00 / \$2088000

Fuente: SICOM

El SICOM ofrece al público en general, a través de su portal, la consulta de los precios de venta de la gasolina y el diesel de las estaciones de servicio a nivel nacional.

5.9.1. Acceso al Sistema SICOM

El sistema SICOM permite el acceso, además de los agentes de la cadena de distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo, a las siguientes entidades:

- UPME: Para el proceso de consulta de información de la declaración de información.
- DIJIN: para la consulta de información de los datos de los agentes y los pedidos de combustibles
- ALCALDIAS: para la consulta de información de las estaciones de servicio del municipio.
- UPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO: para el acceso a la información de la declaración de información y precios de venta de las EDS

5.9.2. Certificación de Calidad Estadística de SICOM

El Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, otorgó al Ministerio de Minas y Energía el Certificado Tipo A Excelente de Calidad Estadística al Registro Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, SICOM.

Gráfica 19. Certificado otorgado



5.9.3. Retos en SICOM

A continuación se detalla los proyectos que están en proceso en SICOM:

- Registro GPS de los despachos: El sistema SICOM implementará un servicio web con las empresas de monitoreo para el registro de la ubicación GPS de los vehículos que transportan combustibles de la planta de abastecimiento a la estación de servicio.
- Gas Natural vehicular: El sistema SICOM viene realizando el análisis para el control y seguridad en la distribución de Gas Natural Comprimido Vehicular de las Estaciones de Servicio a los vehículos convertidos, así como el control de los equipos de conversión que son importados y distribuidos en los talleres de conversión.
- Publicación de información estadística: El sistema SICOM viene realizando el análisis e implementación de la información de los balances volumétricos de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, la cual será accesible para el público general.
- Portal SICOM: El sistema SICOM recientemente actualizó su portal con los lineamientos de gobierno en línea.

5.10. Aspectos a desarrollar

Reglamento técnico: Tal como lo establece el Artículo 38 del Decreto 4299 de 2005, los ministerios competentes para expedir normas que tengan injerencia en las diferentes actividades que conforman la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, expedirán los reglamentos técnicos respectivos y determinarán los requisitos obligatorios que deben cumplirse en cada uno de ellos.

Es importante anotarle que una vez expedido el Decreto 4299, aparecen otros agentes, tales como la EDS fluvial, la EDS marítima, la EDS de aviación, y el Gran Consumidor con Instalación, los cuales al no existir un reglamento técnico específico para ellos, nos tocó aplicarles los reglamentos técnicos existentes, generando con esto muchas interpretaciones de parte de los Organismos de Certificación al no tener claramente definido los requisitos aplicables a cada uno de los nuevos agentes.

En ese orden de ideas, 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, plantas de abastecimiento e instalación del Gran Consumidor con Instalación Fija, que almacenen y manejen combustibles líquidos, el cual se pretende tenerlo para finales de este año.

5.11. Funciones delegadas a la CREG y la SIC

El Ministerio de Minas y Energía es la entidad encargada de adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos.

Sin embargo de acuerdo a un diagnóstico realizado por la entidad, se concluyó que la estructura institucional actualmente existente para el sector de los combustibles líquidos, biocombustibles y GNV puede dificultar el ejercicio de intervención, regulación, control y vigilancia.

Con base en lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía ha planteado en las Bases del Plan Desarrollo 2010 – 2014 que:

“... el Gobierno Nacional determinará la viabilidad desde el punto de vista técnico, jurídico, y económico de crear un ente regulador de tarifas de la cadena de combustibles líquidos derivados, biocombustibles, y gas natural vehicular (GNV), y crear un ente que vigile y controle la cadena de combustibles. Estas funciones de regulación y control podrán ser realizadas por entidades nuevas o utilizar la estructura institucional de las existentes. El ente regulador se encargaría de tomar las decisiones respectivas frente a la formación de precios y de tarifas de la cadena del Downstream de combustibles líquidos, biocombustibles y GNV, de manera técnica, imparcial y transparente, evaluando las medidas adoptadas y corrigiéndolas según los resultados evidenciados. Por su parte, otro ente se encargaría de la vigilancia y control sobre los agentes en cuanto al cumplimiento de reglamentación regulatoria y técnica.”

Es así, que mediante la Ley 1444 de 2011, el Congreso de la República otorgó las facultades extraordinarias al Gobierno Nacional, especialmente el artículo 18, para modificar la estructura de la Administración Pública.

En virtud de esta norma, mediante el Decreto 4130 de 2011, el Ministerio de Minas y Energía reasignó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas las funciones de:

- Fijar los precios a los productos derivados del petróleo a lo largo de toda la cadena de producción y distribución, salvo para la gasolina motor corriente, ACPM y biocombustibles.

- Determinar los Parámetros y la metodología para calcular el precio de los combustibles.
- Reglamentar las tarifas en pesos por kilómetro / galón por concepto de transporte a través del sistema de poliductos.
- Regular las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución y transporte de los combustibles líquidos derivados del petróleo.

Y a la Superintendencia de Industria y Comercio se reasignaron las siguientes funciones:

- Aplicar las sanciones a las estaciones de servicio automotriz y fluvial, por el incumplimiento de las normas sobre distribución de combustibles.
- Velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y las normas técnicas relacionadas con la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo en las estaciones de servicio automotriz y fluvial.
- Ejercer el control y vigilancia técnica de distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo en las estaciones de servicio automotriz y fluvial.
- Ejercer el control y vigilancia técnica sobre la aditivación, calidad y cantidad de los combustibles líquidos derivados del petróleo distribuidos y comercializados en las estaciones de servicio automotriz y fluvial.
- Controlar y vigilar las actividades de distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo en las estaciones de servicio automotriz y fluvial.

Dadas las funciones asignadas a dichas entidades, el Ministerio de Minas y Energía viene acompañando y trabajando con la Superintendencia de Industria y Comercio el desarrollo de las estrategias que lleven al cumplimiento de dichas funciones de control y vigilancia a las estaciones de servicio automotriz y fluvial.

5.12. Uso de sistemas de rastreo y precintos electrónicos

A través de la Resolución 180187 de febrero de 2011, se expidió el Reglamento Técnico para el uso de Sistemas de Rastreo y Precintos Electrónicos para el transporte terrestre, fluvial y marítimo de combustibles líquidos en las Zonas de Frontera, las zonas sometidas al control del Consejo Nacional de Estupefacientes.

Con este reglamento se busca dar los procedimientos, mecanismos, términos y condiciones para la instalación y el funcionamiento de los sistemas de rastreo en los vehículos destinados al transporte de combustibles en zonas de frontera y en las zonas sometidas al control de la Dirección Nacional de Estupefacientes, así como el correspondiente control de los sellos y precintos electrónicos y el otorgamiento, renovación y cancelación de los registros de operación de las empresas prestadoras del servicio de rastreo y monitoreo.

En la actualidad no se ha podido registrar ninguna compañía como empresa prestadora del servicio de monitoreo y rastreo bajo las condiciones establecidas en la Resolución 180187 de 2011, debido a que ninguna compañía aseguradora ha podido expedirles la póliza exigida a las mismas para el proceso de registro.

Dado lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía elevó consultas ante las aseguradoras, lo cual nos arrojó que en el segundo semestre del año 2012 se procederá a la modificación de la Resolución 180187 de 2011, otorgándose para el efecto nuevas fechas para el registro de las compañías y por ende el cumplimiento de las condiciones señaladas en la Resolución 180187 de 2011.

6. Reservas de gas natural

De acuerdo con la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, a 31 de diciembre de 2011, las reservas totales de gas natural alcanzaron los 6.630 GPC , de los cuales 5.463 corresponden a reservas probadas.

No obstante, aunque se observa una caída en términos de reservas totales frente a las registradas en 2010, es preciso aclarar que si se consideran solamente las reservas probadas, el balance es el siguiente:

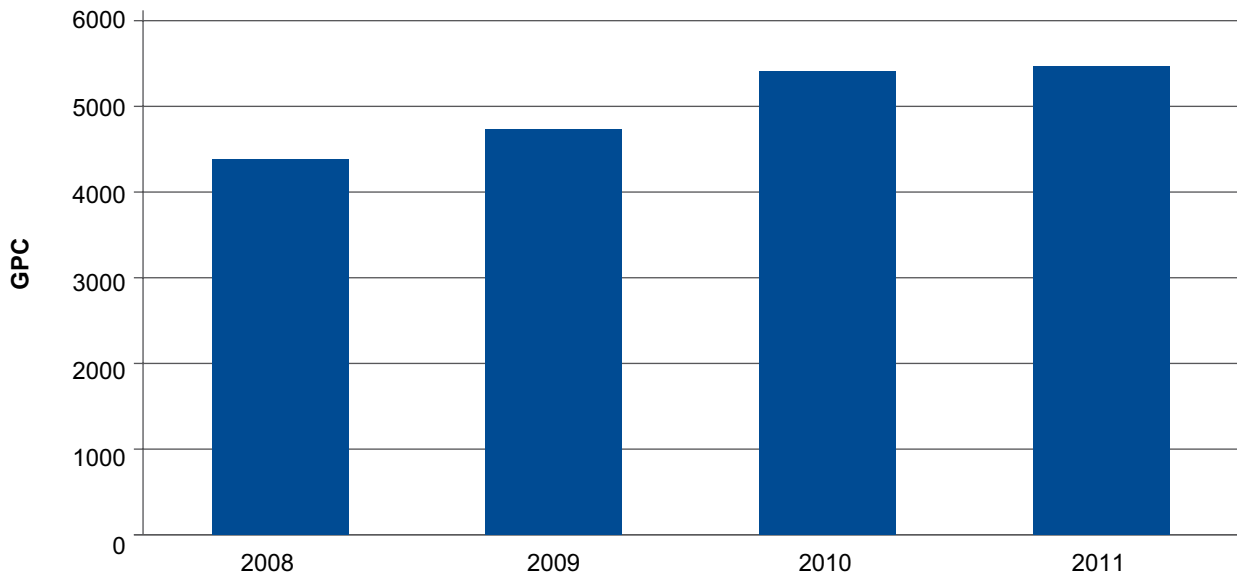
Tabla 26. Reservas probadas

Reservas probadas a 31 diciembre de 2010 (Gpc)	5.406
Producción año 2011 (Gpc)	387
Reservas probadas a 31 diciembre de 2011 (Gpc)	5.463
Incorporación 2011 (Gpc)	444
Relación R/P (años)	+ 14

Fuente: ANH

A continuación se presenta la evolución histórica de reservas probadas de gas natural:

Gráfica 28. Histórico de reservas probadas de gas natural



Fuente: ANH

6.1. Nuevos contratos de exploración que involucran gas natural

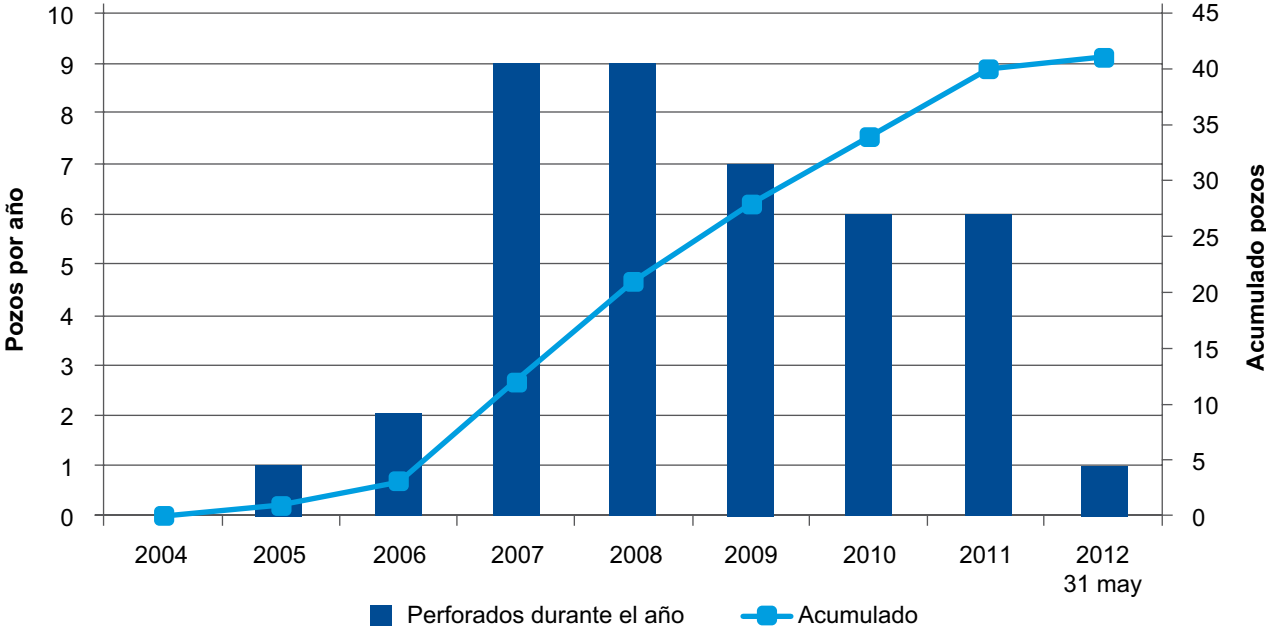
Durante el periodo comprendido entre julio de 2011 y julio de 2012, la ANH a partir del contrato de Evaluación Técnica Especial-CPE-6 suscribió el contrato de exploración y explotación de hidrocarburos CPE-6 con Pacific Stratus Energy, mediante el cual el contratista adquiere el derecho a explorar el área contratada y a producir, en caso de hallazgo, los hidrocarburos convencionales en estado líquido y en estado gaseoso.

Ahora bien, en el marco de los contratos de exploración y producción - E&P a mayo 31 de 2012, han ingresado a las diferentes etapas de producción 20 campos de gas pertenecientes a 11 contratos E&P, es decir 4 campos más que los existentes al primer semestre de 2011, dichos campos son Cotorra, Canario, Granate y Bonga, de los contratos E&P Guama, La Loma, Perdices y Samán, respectivamente.

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 estos, se presentan las siguientes etapas: descubrimiento, evaluación y explotación. Así mismo, para cada etapa se definen actividades a ejecutar por parte de las compañías titulares de los mencionados contratos.

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de mayo de 2012, en desarrollo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 41 pozos probaron presencia de gas, cifra que incluye los pozos exploratorios, de desarrollo y de avanzada. En la 2 se muestra la evolución de dichos pozos. Vale la pena mencionar que entre el segundo semestre del año 2011 y el 31 de mayo de 2012, probaron presencia de gas los pozos Bonga-1, Cotorra-1X, Nelson 3 y Nelson 4.

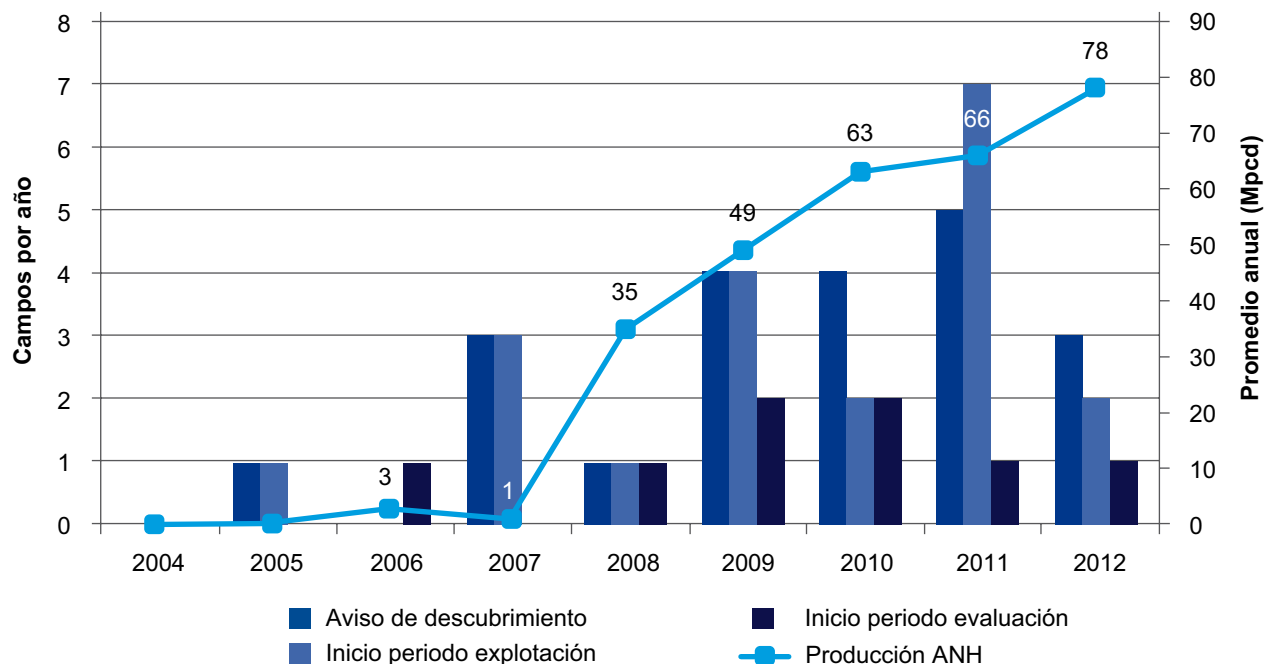
Gráfica 29. Evolución de pozos con presencia de gas



Fuente: ANH

En la 3 se presenta la evolución del estado de los contratos de exploración y producción - E&P – con descubrimientos de gas, en el periodo comprendido entre el año 2004 y el 31 de mayo de 2012, tomando como base las diferentes etapas de producción, avisos de descubrimiento, periodo de evaluación y periodo de explotación. Igualmente, se presenta el crecimiento que ha tenido durante este mismo periodo la producción promedio diaria anual de gas de los contratos de exploración y producción - E&P de la ANH.

Gráfica 30. Evolución de contratos E&P con descubrimientos de gas y producción diaria promedio



Fuente: ANH

Entre el 01-07- 2011 y el 31-05- 2012, se presentaron 4 avisos de descubrimiento de gas de pozos exploratorios. El detalle se muestra en la tabla 1:

Tabla 27. Avisos de descubrimiento de gas entre 01-07-2011 y 31-05-2012

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
1	Guama	Cotorra	Cotorra-1X	16-may-12
2	La Loma	Canario	Canario-1	04-abr-12
3	Perdices	Granate	Granate-1	19-ago-11
4	Samán	Bonga	Bonga-1	13-ene-12

Fuente: ANH

En este mismo periodo (1-07- 2011 y 31-05-2012), entraron en etapa de evaluación 3 campos de producción de gas. El detalle se muestra en la tabla 2.

Tabla 28. Campos de gas que iniciaron evaluación entre el 1-jul-11 y el 31-may-12

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
1	La Loma	Canario	Canario-1	04-abr-12
2	Perdices	Granate	Granate-1	10-sep-11
3	Saman	Bonga	Bonga-1	12-mar-12

Fuente: ANH

Así mismo, durante este periodo presentaron declaración de comercialidad dos campos de gas:

Tabla 29. Declaración de comercialidad dos campos de gas

No.	Contrato	Campo	Fecha
1	Esperanza	Nelson	28-oct-11v
2	La Loma	La Loma	14-feb-12

Fuente: ANH

6.2. Avance de los contratos de exploración de gas natural existentes

Como resultado de las actividades exploratorias adelantadas a través de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos (E&P) y de evaluación técnica (TEA), tendientes a la búsqueda de hidrocarburos convencionales en estado líquido y en estado gaseoso, se han ejecutado durante el periodo comprendido entre julio de 2011 y mayo de 2012, las siguientes actividades:

1. Pozos Exploratorios Perforados: 127
2. Sísmica 2D: 6.953 km
3. Sísmica 3D: 7.902 km²

6.3. Prospectos de gas

De acuerdo con los estudios de estimación de recursos de gas realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, las cuencas que podrían tener mayor prospectividad para yacimientos de gas libre son: Guajira, Guajira Off-shore, Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo, Cesar-Ranchería, Sinú-San Jacinto y Sinú Off-shore; y gas asociado en Cordillera Oriental y el borde Occidental de la cuenca de los Llanos Orientales.

7. Oferta de gas natural

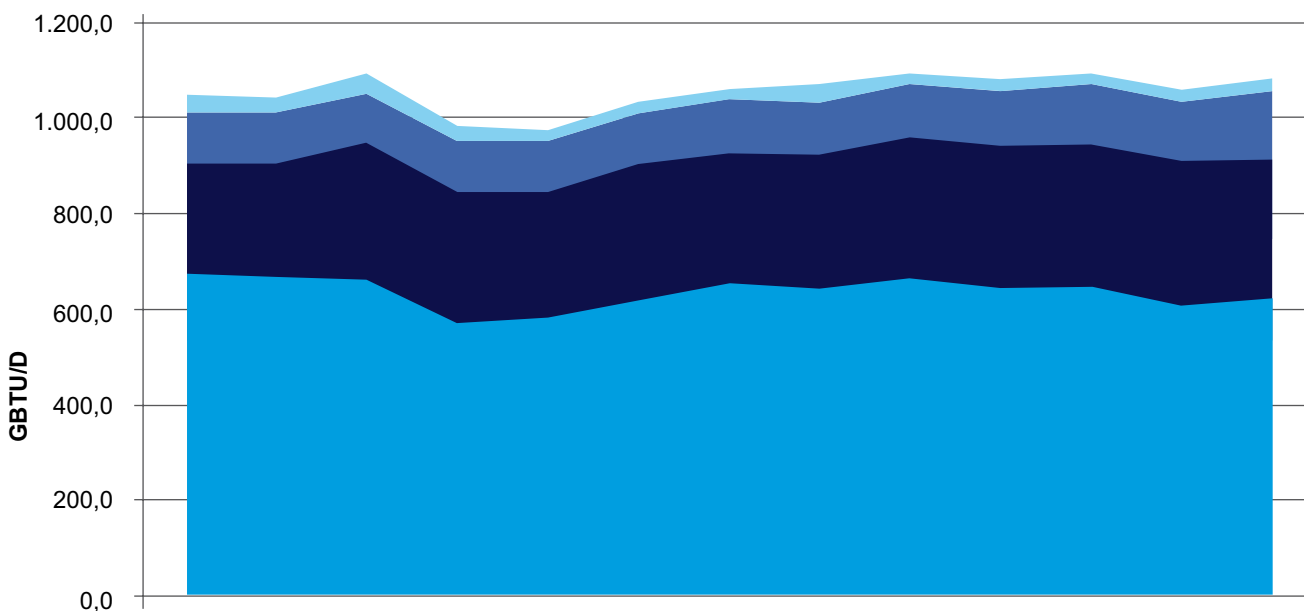
Durante el 2011, el promedio de oferta de gas natural alcanzó un total de 1.020 GBTUD representando un incremento del 1% si se compara con el año anterior. De esta producción, el 60% fue aportado por los campos de la Guajira, el 27% por los campos de Cusiana y Cupiagua.

Por otra parte, entre enero y mayo de 2012 la oferta de gas natural alcanzó en promedio los 1.060 GBTUD, incluyendo las exportaciones. Cabe mencionar que se superó el promedio con respecto a 2011.

A continuación se presenta mente, la participación de cada campo:



Gráfica 31. Oferta de gas natural - participación por campo



	Dic 2010	Ene 2011	Feb 2011	Mar 2011	Abr 2011	May 2011	Jun 2011	Jul 2011	Ago 2011	Sep 2011	Oct 2011	Nov 2011	Dic 2011
Campos aislados	34,9	31,1	36,0	29,4	29,6	25,2	19,7	36,1	23,2	24,5	26,7	23,7	23,2
Otros campos	106,9	105,2	103,0	104,9	103,6	106,4	109,7	109,2	105,8	110,7	120,4	122,9	142,3
Cusiana	232,2	239,1	284,7	279,1	263,6	282,6	277,4	279,5	297,3	294,2	294,7	296,2	288,2
La Guajira	675,7	668,5	664,6	576,8	586,0	619,3	653,5	645,9	667,8	649,2	648,6	615,5	628,6

Fuente: CNO – GAS

En diciembre de 2011 entró en operación el Campo Gibraltar con un nivel de 12,2 MPCD, del cual, al mes de abril de 2012, ya alcanzaba los 22,4 MPCD .

8. Transporte de gas natural

8.1. Transportadora de Gas Internacional – TGI

Entre julio y diciembre de 2011 el promedio de gas efectivamente transportado por TGI S.A E.S.P fue de 415 MPCD. Para 2012, entre enero y julio el promedio de gas transportado fue de 396 MPCD.

8.1.1. Programas y proyectos para 2012

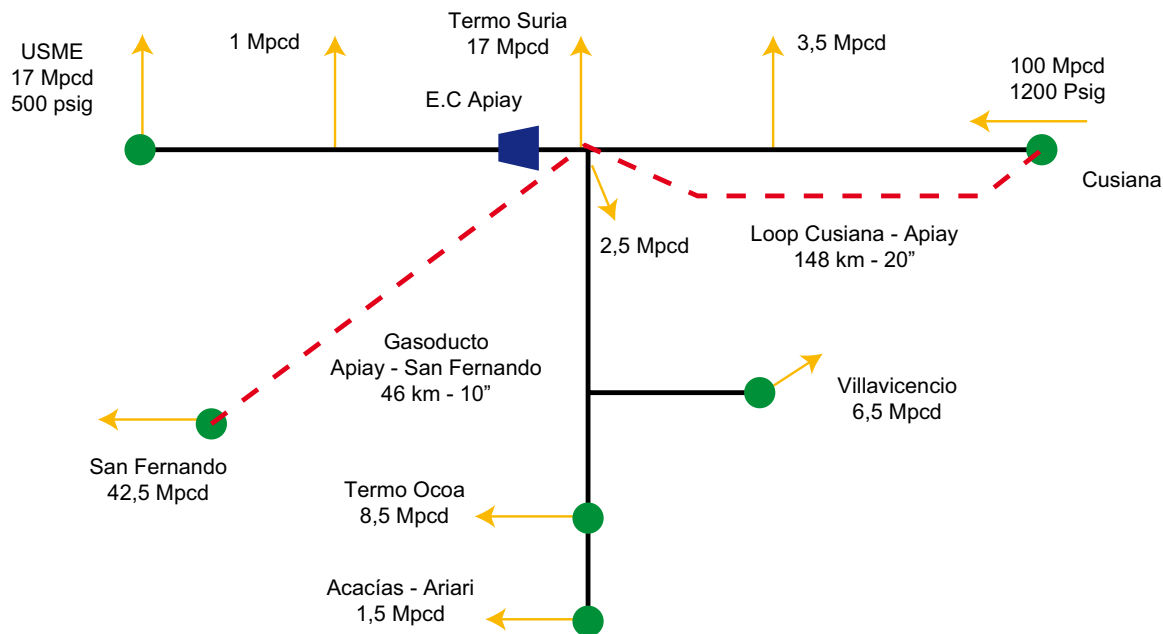
Estación de compresión de La Sabana

La estación de compresión de La Sabana, antes compresora de Chía, se encuentra ubicada en el Municipio de Cajicá y permitirá aumentar la capacidad de transporte del gasoducto de La Sabana de 140 MPCD a 215 MPCD. El proyecto se encuentra a la espera del resultado del recurso de reposición a la resolución CREG 110 de 2011, interpuesto por TGI ante la CREG.

Proyecto de expansión del gasoducto Cusiana- Apiay y nuevo gasoducto Apiay - San Fernando

Con el fin de satisfacer las necesidades de las plantas de generación térmica para la producción de petróleo, en la región de los Llanos Orientales se construirá un Loop de aproximadamente 148 kilómetros en tubería de 20” entre Cusiana y Apiay, así como un gasoducto dedicado entre Apiay y San Fernando con longitud de 46 kilómetros en tubería de diámetro de 10”, con lo que se ampliará la capacidad de transporte en 70 Mpcd.

Gráfica 32. Esquema del proyecto de expansión gasoducto Cusiana



Fuente: TGI

Proyecto de Construcción del Cruce Dirigido Río Magdalena (Sector de Yondó)

El proyecto tiene un costo aproximado de \$3.500.000.000 y su objetivo es reactivar la línea de gasoducto Galán – Yondó, mediante la construcción de un cruce dirigido que disminuya al máximo el riesgo que representa para la tubería la dinámica fluvial en este sector del río Magdalena.

Cundi Occidental (Fase II)

La segunda fase del proyecto Cundi occidental, comprende la construcción del tramo de gasoducto de 6” comprendido entre el Gasoducto de La Sabana y el punto conocido como Siberia. La longitud del nuevo gasoducto será de 3,2 kilómetros y atenderá la demanda del corredor industrial del occidente de Bogotá y el municipio de Cota a la altura de la Calle 80.

Gráfica 33. Esquema del proyecto Cundi Occidental

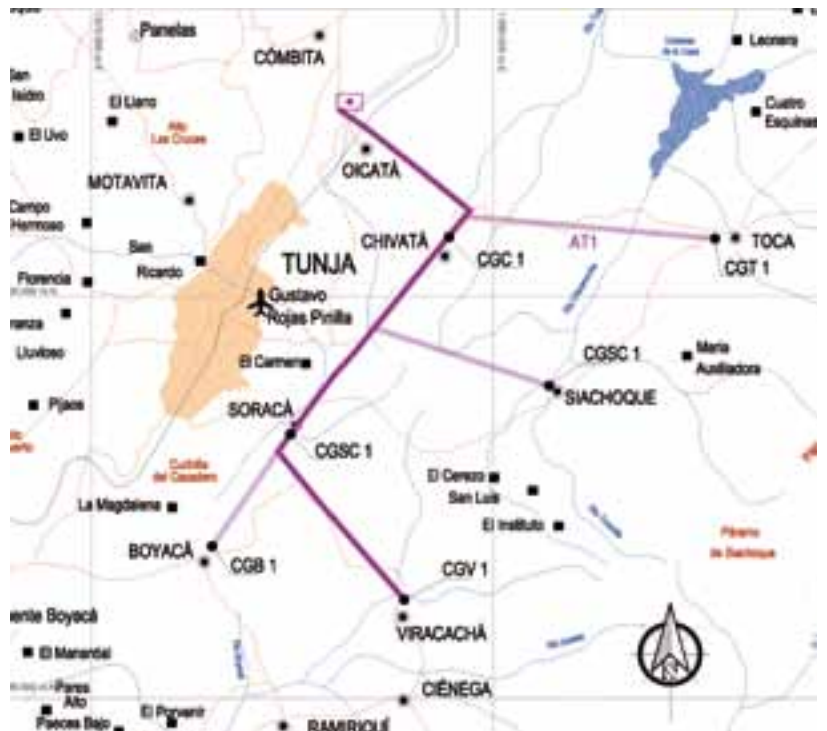


Fuente: TGI

Gráfica 34. Esquema del proyecto Boyacá Central

Boyacá Central

El proyecto de SRT de Boyacá Central transportará gas a los municipios de Toca, Siachoque, Viracachá, Soracá, Boyacá y Chivatá, localizados a oriente de la ciudad de Tunja, partiendo de una conexión en el Gasoducto Boyacá y Santander. La longitud estimada para este sistema es de 45 kilómetros en diámetros de 4” y 2”.



Fuente: TGI

Gráfica 35. Esquema del proyecto Cundi Noroccidental

Cundi - Noroccidental

El proyecto de ramal Cundi Noroccidental transportará gas al municipio de Pacho en el noroccidente del departamento de Cundinamarca partiendo de una conexión en el Gasoducto de La Sabana a la altura del municipio de Zipaquirá. La longitud estimada para este ramal es de 19 kilómetros con un diámetro de 4”.

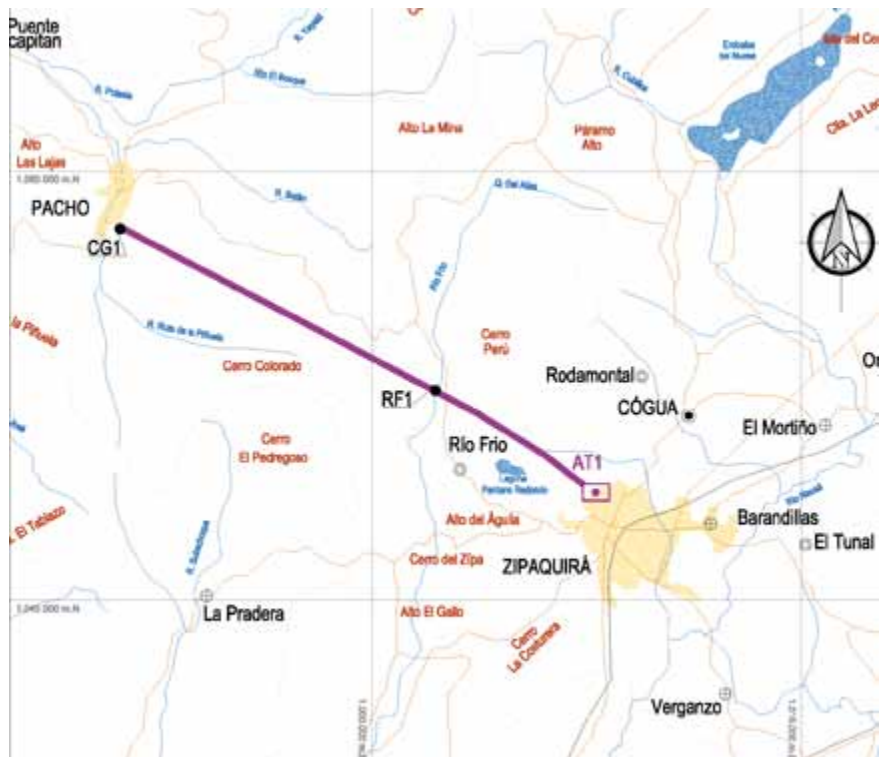


Fuente: TGI

Gráfica 36. Esquema del proyecto Cundi Suroccidental

Cundi Suroccidental

El proyecto de SRT de Cundi Suroccidental transportará gas a los municipios de Tena, Cachipay, Anolaima, San Juan de Rioseco, La mesa, Anapoima, Viotá y El Colegio, localizados al suroccidente de la ciudad de Bogotá, en el departamento de Cundinamarca. Parte de una conexión en el Gasoducto de La Sabana, en el municipio de Bojacá. La longitud estimada para este sistema es de 90 kilómetros en diámetros de 6”, 3” y 2”.



Fuente: TGI

8.1.2. Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural

8.1.2.1. Proyectos en ejecución 2011-2012

Expansión desde Ballena

La entrada en operación automática de las estaciones de compresión se realizó en las siguientes fechas:

Estación de compresión Casacará: En el 2010 había entrado en operación manual con 5 unidades existentes y 2 nuevas y el 2 de diciembre de 2011 inició la operación con control automático.

Estación de compresión Noreán: En el 2010 había entrado en operación manual con 3 unidades existentes y 2 nuevas, y el 25 de noviembre de 2011 inició la operación con control automático.

Estación de compresión Barrancabermeja: En el 2010 había entrado en operación manual con 4 unidades existentes y 3 nuevas, y el 22 de diciembre de 2011 inició la operación con control automático.

Expansión desde Cusiana

La nueva estación de compresión Mariquita: Inicialmente entró en operación manual con 2 unidades y el 15 de noviembre de 2011 inició la operación con control automático.

Expansión desde Cusiana Fase II

Construcción de loops 36 Km en 16" y 151 Km en 20" para aumentar la capacidad de transporte a 390 MPCD. Este proyecto se desarrolla en cuatro tramos discriminados de la siguiente forma:

Loop Tramo I, CUSIANA - EL PORVENIR, 33 Km en tubería de 20": este tramo se encuentra disponible y gasificado desde el 14 de marzo de 2012.

Loop Tramo II, EL PORVENIR - MIRAFLORES, 54 Km en tubería de 20": este tramo culminó actividades mecánicas el 31 de mayo de 2012. Actualmente se encuentra en proceso de secado y gasificación.

Loop Tramo III, MIRAFLORES - SAMACÁ, 50 Km en tubería de 20": La terminación de este tramo se fijó para el 30 de junio de 2012.

Loop Tramo IV, SANTA SOFÍA - PUENTE GUILLERMO, 14 Km en tubería de 20": este tramo se encuentra disponible y gasificado desde el 17 de abril de 2012.

Loop Tramo V, LA BELLEZA - VASCONIA, 36 Km en tubería de 16": La terminación mecánica de este tramo se fijó para el 31 de julio de 2012.

Proyecto del Cruce Dirigido Río Cesar

El proyecto tuvo un costo de \$1.861.000.000 y su objetivo es brindar una solución definitiva para el cruce del río Cesar mediante la perforación horizontal dirigida de un tramo de tubería en el gasoducto ramal a Valledupar, en una longitud aproximada de 600 metros, garantizando así mayor estabilidad e integridad a la tubería y disminuyendo los impactos sobre el entorno.

Con este proyecto se realizó la construcción mediante perforación horizontal dirigida del cruce del río Cesar, en una longitud de 552 m y 6” de diámetro a través de un contrato con un particular, seleccionado mediante la modalidad de solicitud pública de ofertas. El proyecto inició el 17 de mayo de 2011. Los trabajos constructivos y el restablecimiento del flujo de gas a través de la línea subfluvial instalada en el cauce del río, culminaron el 31 de julio de 2011.

8.2. PROMIGAS S.A. E.S.P.

Entre julio de 2011 y julio de 2012 PROMIGAS S.A. E.S.P. realizó inversiones del orden de los \$86.751 millones, de los cuales cerca de \$29.000 se invirtieron entre julio y diciembre de 2011. Esta inversión estuvo dirigida principalmente a la ampliación de la estación palomino, a la construcción del loop en el tramo Palomino – La Mami y a la adecuación de tramos del sistema de transporte, tal y como se detalla a continuación:

**Tabla 30. Inversiones periodo
Julio de 2011 - julio de 2012**

Inversiones periodo: julio de 2011 - julio de 2012	
Cifras en millones de pesos	Acumulado
Adecuación por tramos	20.797
Variantes	1.327
Control Erosión Río Magdalena	5.338
Compresor Standby Caracolí	11.849
Cruces	2.400
Loop Palomino - La Mami	19.385
Ampliación Estación Palomino	23.093
Repotenciación Turbina Caracolí	
Ampliación SRT Mamonal	2.563
Total	86.751

Fuente: Promigas S.A.E.S.P

En cuanto a las inversiones que la empresa plantea realizar en 2012 están las de continuar con el loop en el tramo Palomino – La Mami, con una inversión de \$61.000 millones, que corresponde al 37% de lo que planea invertir para 2012. A continuación se detallan estas inversiones:

**Tabla 31. Presupuesto de inversiones
Periodo 1 de enero de 2012 - 31 de diciembre de 2012**

Presupuesto de inversiones periodo: 1 de enero de 2012 - 31 de diciembre de 2012	
Cifras en millones de pesos	Presupuesto
Variantes (1)	10.750
Adecuación por tramos (2)	29.236
Loop Palomino - La Mami	61.876
Ampliación Estación Palomino (3)	11.051

► Continúa

► Continúa: Tabla 31. Presupuesto de inversiones

Ampliación SRT Mamonal (4)	8.292
Cruces (5)	3.000
Control Erosión Río Magdalena (6)	16.200
Compresor Standby Caracolí (7)	26.302
Total	166.707

Fuente: Promigas S.A.E.S.P

8.3. PROGASUR S.A. E.S.P

Entre julio de 2011 y julio de 2012, el volumen efectivamente transportado por Progasur S.A. E.S.P en los tramos operados por la empresa, fue de 408 MPC /mes.

Para 2011 y después de superar las dificultades presentadas con la comunidad de Santander de Quilichao, el 30 de noviembre entró en operación el gasoducto Cali-Popayán. Actualmente se encuentra en proceso de adquisiciones e ingeniería de detalle la implementación del sistema de compresión que permitirá aumentar hasta 5 veces la capacidad física del gasoducto. La inversión realizada por la empresa para este proyecto durante 2011 fue del orden de los \$3.497 millones. Se proyecta para 2012 una inversión cercana a los \$ 2.739 millones para compresión.

Así mismo, para 2012 la empresa tiene previsto culminar la construcción e iniciar operaciones del sistema de transporte de gas natural para el tramo Sardinata- Cúcuta.

8.4. TRANSMETANO S.A. E.S.P.

8.4.1. Transporte de gas por el gasoducto Sebastopol - Medellín

El volumen de gas transportado por el gasoducto Sebastopol – Medellín durante el año 2011 alcanzó la cifra de 15.021 MPC de gas natural, que equivalen a una demanda promedio de 41,15 MPCD. En el día de máximo transporte se entregaron 49,12 MPCD. Las anteriores cifras implicaron un crecimiento del volumen transportado del 10%, manteniéndose la senda de crecimiento registrada en el 2010, y el cumplimiento del presupuesto fue del 107% con respecto a las proyecciones previstas.

El crecimiento en los volúmenes transportados se fundamenta en la buena dinámica del sector industrial en el 2011; el crecimiento de las redes de distribución de gas natural, en particular en el Valle de Aburrá por la entrada de nuevos usuarios; el sostenimiento de la estrategia de promoción de las conversiones vehiculares a gas natural y la entrada en operación del Ramal a Oriente del gasoducto Sebastopol – Medellín, que permitió la conexión directa por gasoducto de transporte de las redes de distribución del Oriente Antioqueño.

8.4.2. Desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural. Plan de inversiones de 2011 – 2012 presupuestado y ejecutado

De acuerdo con lo presupuestado y planeado por la empresa, entre el segundo semestre de 2011 y el primer semestre de 2012 se llevó a cabo la construcción de un ramal de la red de transporte de 1.100 m en

tubería de 2” para la atención de usuarios no regulados en Puerto Berrio, Antioquia. El costo estimado es de \$1.018 millones.

8.5. TRANSGASTOL S.A. E.S.P

Según la información reportada por la empresa, durante 2011 la empresa transportó por su sistema 4 MPCD, dirigidos a la atención de sus clientes regulados y no regulados. Para 2012, entre enero y julio se han transportado 2 MPCD.

8.6. TRANSOCCIDENTE S.A. E.S.P.

Según información suministrada por la empresa, durante el periodo comprendido entre julio de 2011 y julio de 2012, no se realizaron inversiones en la infraestructura de transporte.

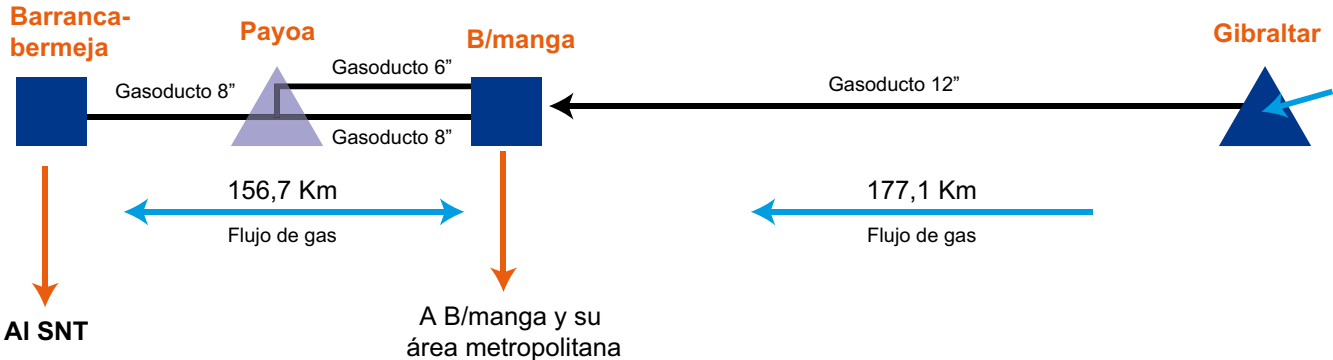
Así mismo, entre julio de 2011 y julio de 2012 , el volumen de gas transportado por Transoccidente S.A E.S.P fue de 13 MPC .

8.7. TRANSORIENTE S.A. E.S.P.

El proyecto bandera de la empresa durante 2011 fue la terminación mecánica del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga y la puesta en operación, a partir del 16 de agosto del 2011. Este gasoducto tendrá una capacidad de 45 MPCD y se espera que durante la operación se logren superar las dificultades operacionales que no han permitido que el volumen transportado no haya llegado aún a los volúmenes máximos esperados.

Con la entrada en operación de la línea Gibraltar-Bucaramanga, el sistema de gasoductos presenta un incremento considerable en la longitud de líneas de propiedad de TRANSORIENTE, pasando de 156,7 km a 333,8 km, con diámetros de tubería de 6, 8 y 12 pulgadas. La configuración actual del sistema es la siguiente:

Gráfica 37. Configuración sistemas Gibraltar- Bucaramanga



Fuente: Transoriente S.A. E.S.P.

Es de resaltar que operacionalmente Bucaramanga y su área metropolitana podrán ser abastecidas tanto del Campo Gibraltar, como de gas procedente de Barrancabermeja y los Campos de Payoa y Provincia, lo que representa un aumento considerable de la confiabilidad.

El volumen de gas natural transportado durante el año 2011 fue de 12,59 MPCD, un 4,73% superior al del año anterior, como resultado de la entrada en operación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga en el mes de diciembre. Esto permite transportar adicionalmente al gas de consumo de Bucaramanga y su área metropolitana, gas adicional que se lleva hasta Barrancabermeja para su distribución a través del Sistema Nacional de Gasoductos.

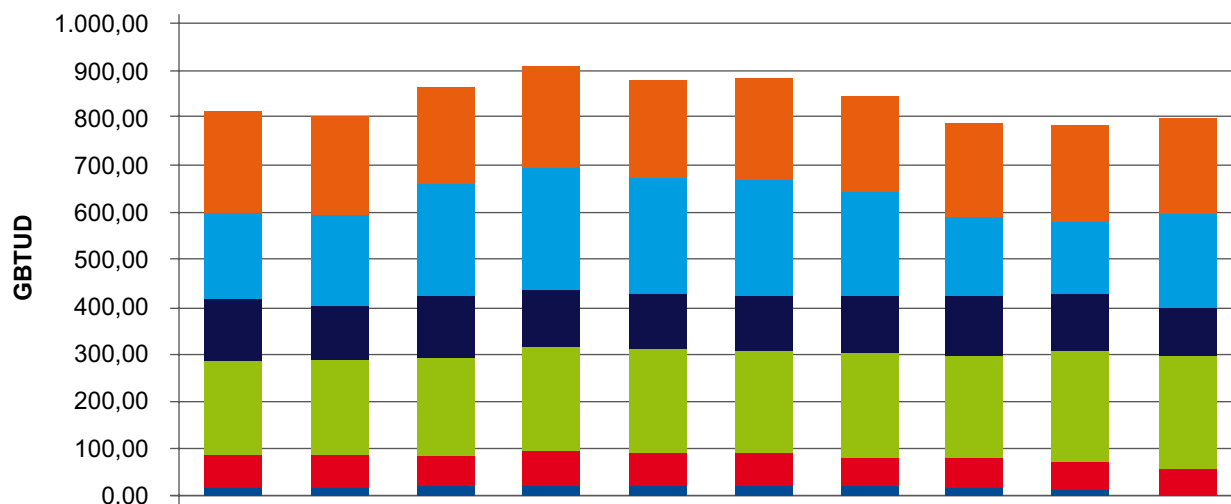
9. Comercialización de gas natural

Durante el segundo semestre de 2011, el consumo promedio de gas natural fue de 856 GBTUD, de los cuales el 26% correspondieron al sector termoelectrico, 25% al industrial y 24% al consumo residencial.

Entre enero y marzo de 2012, el consumo promedio de gas natural a nivel nacional ha sido del orden de los 792 GBTUD, en donde el consumo del sector industrial corresponde al 29%.

En la siguiente gráfica se detalla el comportamiento del consumo de gas natural por sectores:

Gráfica 38. Consumo de gas natural por sectores



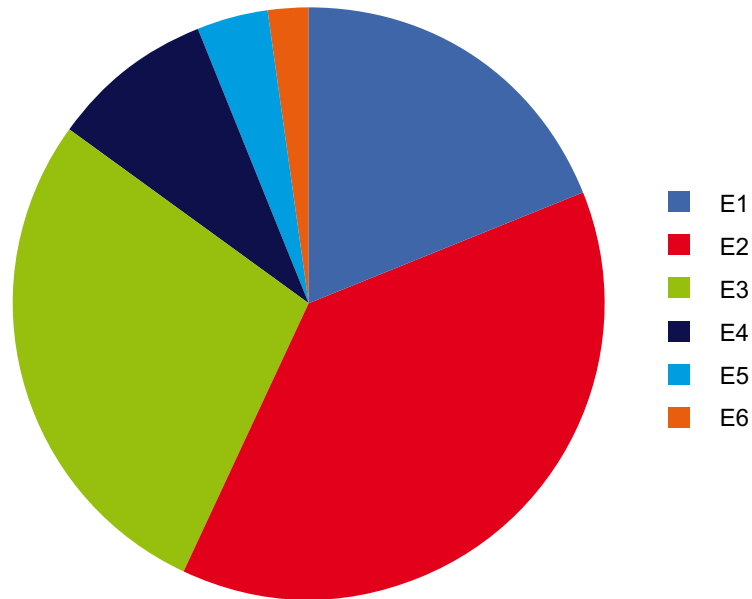
	Jun 2011	Jul 2011	Ago 2011	Sep 2011	Oct 2011	Nov 2011	Dic 2011	Ene 2011	Feb 2011	Mar 2011
Doméstico	210,22	199,00	200,39	212,64	201,25	209,79	195,31	191,68	202,61	193,62
Termoelectrico	182,74	191,52	236,69	253,33	244,55	244,19	218,98	166,06	153,25	207,03
Refinería	131,36	117,39	132,10	126,92	121,06	116,90	123,00	127,18	119,72	103,28
Industriales	201,60	200,88	204,32	220,78	221,06	218,33	220,97	217,86	237,39	236,61
GNVC	68,84	65,27	67,27	72,79	66,63	68,92	65,09	62,85	59,84	57,74
Petroquímica	20,82	22,90	23,22	24,27	25,24	24,66	20,43	20,89	14,97	3,89

Fuente: Concentra

10. Distribución de gas natural

A marzo de 2012, un total de 6.346.293 usuarios en 650 poblaciones contaban con el servicio de gas natural. Esto es 82 poblaciones más que las registradas en 2011. Este importante crecimiento se debe en gran medida a los proyectos cofinanciados con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento, que como se verá en un capítulo aparte, ha respaldado numerosas iniciativas en diferentes regiones del país. A continuación se detallan los usuarios residenciales por estrato:

Gráfica 39. Usuarios residenciales por estrato



Fuente: Empresas distribuidoras – Consolida MME

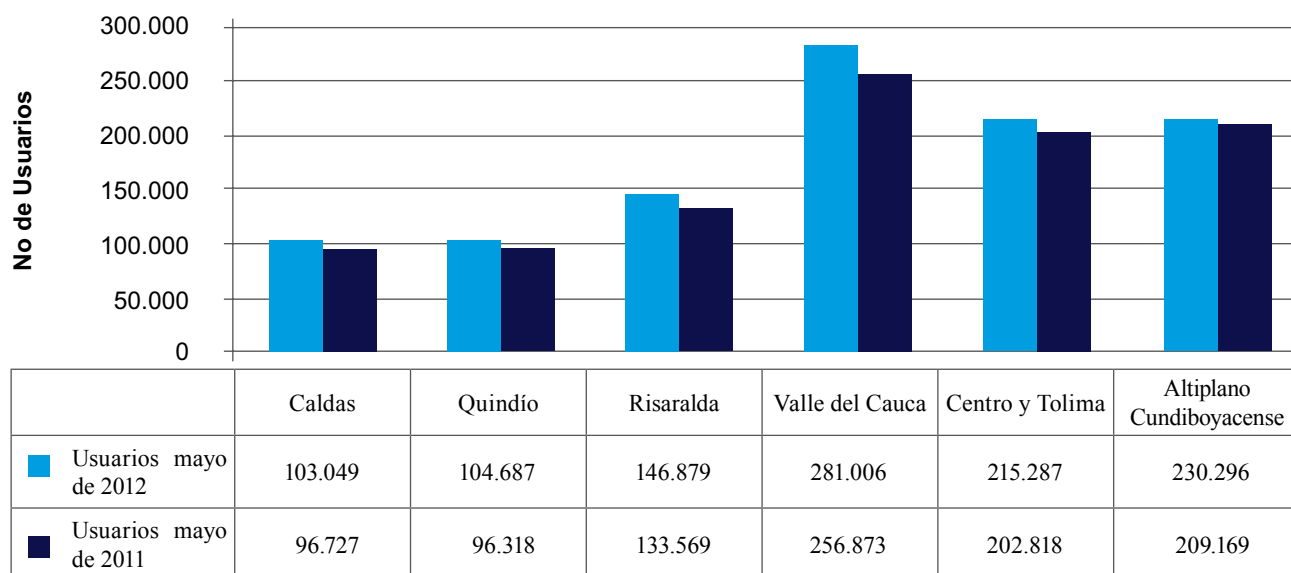
Como se observa en el gráfico anterior, la mayor participación la tiene el estrato 2 con un 38%, seguido por el estrato 3 con el 28%.

11. Áreas de servicio exclusivo de gas natural

A mayo de 2012, las poblaciones contempladas en las denominadas Áreas de Servicio Exclusivo de Gas Natural – ASE cuentan con un total de 1.081.204 usuarios, que comparados con los 995.474 usuarios del mismo mes de 2011, representan un incremento del 8%. Este incremento resulta significativo teniendo en cuenta que se trata de mercados maduros que ya están en etapa de saturación de redes. A continuación se presenta este comparativo:



Gráfica 40. Usuarios de áreas de servicio exclusivo de gas natural



Fuente: Sistema de información ARGOS

12. Fondo Especial Cuota de Fomento

En diciembre de 2011, como administradores del Fondo Especial Cuota de Fomento, el Ministerio de Minas y Energía aprobó 5 proyectos: 1 para distribución y conexiones en el municipio de El Guamo – Bolívar y 4 para conexiones a usuarios de menores ingresos en los departamentos de Antioquia, Valle del Cauca, Atlántico, Bolívar, Cesar, Magdalena, Meta y Guaviare.

A continuación se presenta el detalle de estos proyectos:

Tabla 32. Proyectos aprobados con recursos del FECF en 2011

Nº	Proyecto	Dpto	Municipio	Vr Total	Total Usuarios	Asignación 2011
1	Subsidios para cargos por conexión a usuarios de menores ingresos poblaciones de Turbo, Chigorodó, Necoclí, Carepa, Apartadó, y Arboletes-Departamento de Antioquia	Antioquia	Turbo, Chigorodó, Necoclí, Carepa, Apartadó, y Arboletes	\$18.537.408.736	39.390	\$2.748.493.811
2	Proyecto construcción plan de conexión usuarios de menores ingresos en 12 municipios del Valle del Cauca	Valle del Cauca	Ver detalle	\$8.673.006.886	10.256	\$1.280.785.660

► Continúa

Nº	Proyecto	Dpto	Municipio	Vr Total	Total Usuarios	Asignación 2011
3	Proyecto de gas natural en los departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena	Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena	Ver detalle	\$12.520549.924	14.324	\$1.874.289.235
4	Construcción conexión usuarios de menores ingresos en los municipios de Villavicencio, Acacías y Restrepo en el departamento del Meta y el municipio de San José del Guaviare en el departamento de Guaviare	Meta - Guaviare	Villavicencio, Acacías, Restrepo y San José del Guaviare	\$2.759.434.524	3.377	\$329.949.146
5	Gasificación de gas natural en Bolívar	Bolívar	El Guamo		974	\$1.500.335.709
Total					68.321	7.733.853.561

Fuente: MME

Estos proyectos se encuentran en ejecución y se beneficiarán aproximadamente 68.321 nuevos usuarios en los departamentos anteriormente mencionados.

13. Fondo Nacional de Regalías

Tabla 33. Proyectos presentados al FNR en liquidación

Proyectos del sector gas cofinanciados con recursos del FNR 2011 - 2012						
Nº	Proyecto	Dpto	Municipio	Beneficiarios	Valor cofinanciado	Acta o acuerdo de aprobación CAR
1	Masificación de gas licuado de petróleo GLP por redes para el municipio de Abrego	Norte de santander	Ábrego	3.018	\$ 4.093.691.140	Acuerdo 071 del 29/12/ 2011
2	Proyecto implementación de gas licuado de petróleo - GLP por redes para el municipio de Barichara, departamento de Santander	Santander	Barichara	1.053	\$ 1.896.497.120	Acuerdo 071 del 29/12/ 2011
3	Implementación del servicio de GLP por redes en el municipio de Túquerres departamento de Nariño	Nariño	Túquerres	6.037	\$ 4.684.413.740	Acuerdo 071 del 29/12/ 2011

► Continúa

Proyectos del sector gas cofinanciados con recursos del FNR 2011 - 2012						
Nº	Proyecto	Dpto	Municipio	Beneficiarios	Valor cofinanciado	Acta o acuerdo de aprobación CAR
4	Masificación de gas licuado de petróleo GLP por redes para el municipio de Landázuri	Santander	Landazuri	790	\$ 1.135.208.590	Acta 58 del 23/09/2011
5	Implementación del servicio de gas natural para el municipio de Sotaquirá - Boyacá	Boyacá	Sotaquirá	982	\$ 2.060.731.940	Acta 54 del 9/05/2011
Total						

Fuente: Dirección de Hidrocarburos

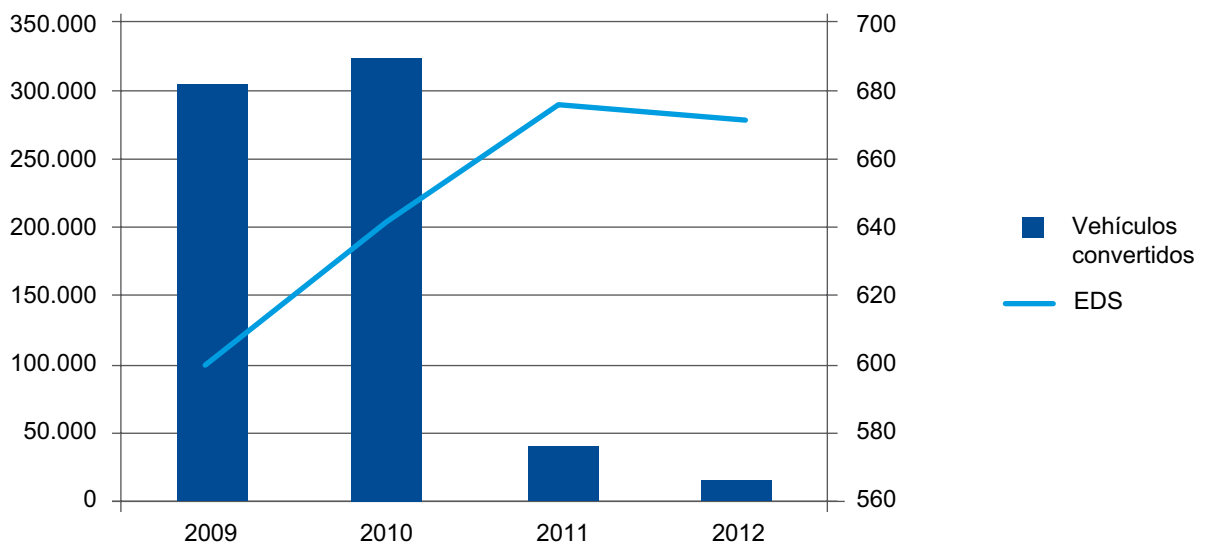
14. Gas natural vehicular y estaciones de servicio de GNCV

Según la información suministrada por los organismos certificadores, entre enero y mayo de 2012 se han convertido a gas natural en todo el país 15.877 vehículos, que comparados con los 14.490 que se convirtieron a mayo de 2011, representa un incremento del 9%. Esto gracias, en gran medida a la iniciativa privada de emisión de bonos que subsidian la conversión.

A continuación se muestra la evolución de vehículos convertidos a gas natural durante los últimos años:



Gráfica 41. Vehículos convertidos a GN y estaciones de servicio de GNCV



Fuente: organismos certificadores – Consolida MME

15. Aspectos regulatorios y/o de gas natural

15.1. Decreto de abastecimiento de gas natural

En 2011 el Ministerio de Minas y Energía, después de un trabajo conjunto con las entidades y empresas del sector de gas natural expidió el Decreto 2100 de 2011 cuyas disposiciones en resumen son las siguientes:

- Establecer instrumentos para garantizar el abastecimiento nacional
- Impulsar la integración energética regional
- Estimular la autosuficiencia del gas natural
- Incrementar actividades de exploración y explotación
- Promover Exportaciones
- Incentivar el desarrollo oportuno de infraestructura y promover su uso eficiente
- Contar con nuevas fuentes de suministro
- Promover mayor confiabilidad

15.2. Comercialización de gas natural

Con fundamento en el marco de política del Decreto 2100 de 2011 y con el fin de crear los mecanismos necesarios para viabilizar la comercialización de gas natural para el período de transición, la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG expidió la Resolución 118 de 2011 de fecha 25 de agosto de 2011, ajustando conforme a lo establecido en el Decreto 2100 de 2011 y la Resolución 181014 de 2011, la Resolución CREG 095 de 2008, modificada por las Resoluciones CREG 045 y 147 de 2009. En consecuencia se estableció el marco con base en el cual los agentes implementaron y desarrollaron la comercialización del gas natural para dicho período, que contempla la contratación del suministro hasta el 31 de diciembre de 2013.

Es preciso destacar que fruto de la dinámica propia de la implementación de los mecanismos adoptados por la CREG, entre septiembre de 2011 y diciembre de 2011, mediante resoluciones CREG 134, 140, 162 y 168 de 2011, se modificó y precisó la Resolución 118 de 2011, con el propósito de dotar al sector de reglas claras y oportunas.

Se espera que este año quede estructurado un nuevo marco regulatorio para la comercialización de gas, aplicable a partir de 2014. Para ello, la Comisión ha venido adelantando diferentes estudios que le permitan contar con una propuesta regulatoria para finales de 2012.



15.3. Transporte de gas natural

En 2011, la CREG aprobó los cargos regulados para 8 de las 9 empresas transportadoras de gas natural que hay en el país. Estos cargos se aprobaron con base en la metodología definida previamente en la Resolución CREG 126 de 2010. Los cargos incorporaron nuevas inversiones por más de US\$ 660 millones para garantizar la prestación del servicio a la creciente demanda de gas en el país.

15.3.1. Metodología de comparación de los costos unitarios de los servicios públicos domiciliarios de gas natural y gas licuado de petróleo distribuido a través de cilindros

En la Resolución CREG 126 de 2010, metodología de remuneración para la actividad de transporte de gas, se estableció como criterio, para la inclusión de las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte, dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos, que el costo unitario de prestación del servicio de gas natural, estimado para la demanda asociada a extensiones de red tipo II, sea inferior al costo unitario de prestación del servicio de gas licuado del petróleo, estimado para la misma demanda.

De acuerdo con esto, la CREG expidió la metodología de comparación de los costos unitarios de los dos servicios públicos domiciliarios a través de la Resolución CREG 141 de 2011.

15.3.2. Metodología de remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería

En el año 2011, la Comisión adelantó los análisis de temas relevantes para la definición de la metodología, tales como la conformación de mercado relevante de distribución a partir de la agregación de mercados existentes, la valoración de inversiones, la metodología para la reposición de activos, las metodologías para determinar la eficiencia de los gastos de administración, operación y mantenimiento, la valoración de otros activos y el ajuste a la canasta de tarifas, entre otros.

Así mismo, la Comisión revisó y ajustó las unidades constructivas teniendo en cuenta los comentarios recibidos por los agentes al informe final del estudio desarrollado y presentado por la firma Itansuca en el año 2010.

15.3.3. Aprobación de cargos para la distribución de gas combustible por redes de tubería

Durante 2011 la Comisión expidió 40 actos administrativos para la aprobación de cargos y de resolución de recursos de reposición.

Todas las aprobaciones tarifarias que se dieron en el año 2011, implican un crecimiento de 98 nuevos municipios y un incremento de 188.522 usuarios. Esto lleva a que en la actualidad se tengan más de 580 municipios de los 1.120 del país con cargos aprobados para la distribución de gas.

A continuación se relacionan las Resoluciones de aprobación de cargos y los municipios correspondientes:

Tabla 34. Cargos aprobados durante 2011

N°	Resolución	Empresa	Tipo de gas	Municipios	Dptos	Usuarios al 5 año	N° municipios nuevos
1	CREG 041 de 2009/ CREG 124 de 2011/ CREG 190 DE 2011 (modificado por mutuo acuerdo)	Efigas S.A. E.S.P.	Gas natural comprimido	Aguadas, Anserma, Aranzazu, Belalcázar, Pácora, Riosucio, Risaralda, Salami- na, San José, Supía, Viterbo, Apía, Belén de Umbría, Guática, Quinchía, Santuario	Caldas, Risaralda	32.005	8
2	CREG 013 de 2011	Empresa de Servi- cio Públicos, Publi- servicios S.A. E.S.P	Gas natural	Garago, Guateque, La Capilla, Sutatenza, Tenza	Boyacá	7.120	5
3	CREG 150 de 2010/ CREG 005 de 2011	Promotora de Ser- vicios Públicos S.A. E.S.P	Gas Licuado de Petróleo	El Playón	Santander	1.043	1
4	CREG 007 de 2011	Promotora de Ser- vicios Públicos S.A. E.S.P	Gas natural	Cimitarra	Santander	3.089	1
5	CREG 009 de 2011	Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	Córdoba, Mahates, Zambrano	Bolívar	5.596	3
6	CREG 051 de 2011	Gases del Caribe S.A. E.S.P	Gas natural	Arroyohondo, San Cristóbal, El Piñón	Bolívar, Magdalena	3.790	3
7	CREG 065 de 2011/ CREG 006 de 2011	Gas Natural S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	El Rosal	Cundinamarca	2.468	1
8	CREG 066 de 2011/ CREG 008 de 2011	Gas Natural Cun- diboyacense S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	Pacho	Cundinamarca	2.247	1
9	CREG 067 de 2011/ CREG 014 de 2011	Gas Natural S.A. E.S.P	Gas natural	Choachí, Fómeque, Ubaque	Cundinamarca	1.857	3
10	CREG 069 de 2011	Alcanos de Co- lombia S.A. E.S.P	Gas natural	Guaduas, La Vega, Villeta	Cundinamarca	7.713	3
11	CREG 012 de 2011/ CREG 068 de 2011 "	Ingeniería y Servi- cios S.A. E.S.P	Gas natural	Guachetá, Lengua- zaque	Cundinamarca	1.481	2
12	CREG 070 de 2011	Promotora de Ser- vicios Públicos S.A. E.S.P	Gas Licuado de Petróleo	San Benito	Santander	279	1
13	CREG 072 de 2011	Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	Arboletes, Carepa, Chigorodó, Necloclí, Turbo	Antioquia	28.502	5
14	CREG 073 de 2011	Hega S.A. E.S.P	Gas Licuado de Petróleo	Paz de Río	Boyacá	961	1
15	CREG 075 de 2011	Gas Natural S.A. E.S.P	Gas natural	Anapoima, Anolaima, Cachipay, El Colegio, La Mesa, Viotá	Cundinamarca	12.985	6
16	CREG 074 de 2011	Empresas Públi- cas de Medellín S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	Don Matías, Entierros, San Pedro, Santa Rosa de Osos, Yarumal	Antioquia	13.610	5

► Continúa

► Continúa: Tabla 34. Cargos aprobados durante 2011

Nº	Resolución	Empresa	Tipo de gas	Municipios	Dptos	Usuarios al 5 año	Nº municipios nuevos
17	CREG 125 de 2011	Gasdicom S.A. E.S.P	Gas natural	San Vicente del Caguán	Caquetá	1.106	1
18	"CREG 127 de 2011/ CREG 193 de 2011"	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	Andes	Antioquia	4.840	1
19	CREG 129 de 2011	Gases del Sur de Santander S.A. E.S.P	Gas Licuado de Petróleo	Cerrito, Concepción, Molagavita, San José de Miranda, San Miguel	Santander	2.515	5
20	CREG 130 de 2011	Gases del Sur de Santander S.A. E.S.P	Gas Licuado de Petróleo	Oiba, Palmas de Socorro	Santander	1.739	2
21	CREG 131 de 2011	Gases del Sur de Santander S.A. E.S.P	Gas Licuado de Petróleo	Mogotes, Onzaga, San Joaquín	Santander	2.562	3
22	"CREG 133 de 2011/ CREG 189 de 2011"	Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P	Gas Natural Redes	Boyacá, Chivatá, Siachoque, Soratá, Toca, Viracacha	Boyacá	1.779	6
23	CREG 185 de 2011	Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	Sonsón	Antioquia	3.888	1
24	CREG 186 de 2011	Madigás Ingenieros S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	Aquitania, Cuitiva, Firavitoba, Iza, Pesca, Tota	Boyacá	3.197	6
25	CREG 187 de 2011	Gases del Caribe S.A. E.S.P	Gas natural comprimido	Cerro San Antonio, Concordia, Pedraza, Tenerife, Zapayán	Magdalena	7.662	5
26	"CREG 115 de 2011/ CREG 199 de 2011"	Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P	Gas natural	Pauna	Boyacá	452	1
27	"CREG 076 de 2011/ CREG 132 de 2011"	Gases de Occidente S.A. E.S.P	Gas natural redes	Caloto, Corinto, Guachene, Miranda, Padilla, Alcalá, Bolívar, Calima, El Dovio, Riofrío, Toro, Trujillo, Ulloa, Verlles, Vijes, Yotoco	Cauca, Valle	32.186	16
28	"CREG 126 de 2011/ CREG 192 de 2011"	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P	Gas natural	Suaita	Santander	1.106	1
29	"CREG 128 de 2011/ CREG 194 de 2011"	Promotora de Servicios Públicos S.A. E.S.P	Gas natural	El Carmen	Santander	743	1
Total						188.522	98

Fuente: CREG

15.4. Comercialización de gas combustible por redes de tubería

Con el fin de determinar la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible a usuarios regulados, durante 2011 la CREG trabajó en el análisis de los comentarios

recibidos en el período de consulta de la Resolución 103 de 2010. Dentro de los análisis realizados se consideraron los siguientes aspectos:

- Metodología para establecer los gastos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).
- Definición del cargo de comercialización.
- Remuneración de la rentabilidad asociada a las inversiones del comercializador.
- Valor del margen operacional.
- Consideración del riesgo de cartera y el margen operacional en el cargo fijo de comercialización.

15.4.1. Aprobación de cargos de comercialización

Paralelamente a la aprobación de cargos de distribución se aprobaron los cargos de comercialización para los mercados relevantes, los cuales remuneran la actividad de comercialización a usuarios regulados.

En las mismas resoluciones de aprobación de cargos de distribución, la CREG aplicó la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003 y aprobó los cargos de comercialización correspondientes a las solicitudes tarifarias realizadas por los agentes.

A lo largo de la vigencia 2012, se deben realizar los cálculos tarifarios y llevar a cabo la aprobación de cargos de comercialización, conforme a las solicitudes tarifarias que realicen las empresas con base en lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2003.

15.4.2. Fórmula tarifaria

Con el propósito de expedir la regulación definitiva relacionada con la fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados de gas combustible por redes de tubería, la cual fue sometida a consulta mediante la Resolución CREG 178 de 2010, la CREG en el año 2011 decidió hacer un estudio relacionado con las pérdidas de gas. Esto con el propósito de establecer el origen de las pérdidas negativas de gas.

La Comisión ha encontrado que en algunos Sistemas de Distribución de Gas el nivel de pérdidas de gas es negativo, lo cual desde el punto de vista técnico es incomprensible. Por tal razón inició una revisión del Código de Distribución en lo relacionado con la medida, para lo cual contrató a la Universidad Tecnológica de Pereira –UTP.

Para la vigencia 2012, la Comisión se propone presentar para aprobación la resolución definitiva que contenga la fórmula tarifaria general para remunerar el servicio público de gas combustible por redes de tubería.

15.4.3. Acceso a los sistemas de transporte de usuarios conectados o con posibilidad de conectarse a las redes de distribución

En el año 2011, la Comisión aprobó la Resolución CREG 171 de 2011 por la cual se definen reglas para el acceso a los gasoductos de transporte de usuarios conectados o con posibilidad de conectarse a la red de distribución.

Algunos usuarios con demandas considerables y que se encontraban conectados a la red de distribución, encontraron como una opción para reducir costos realizar conexiones directamente a gasoductos de

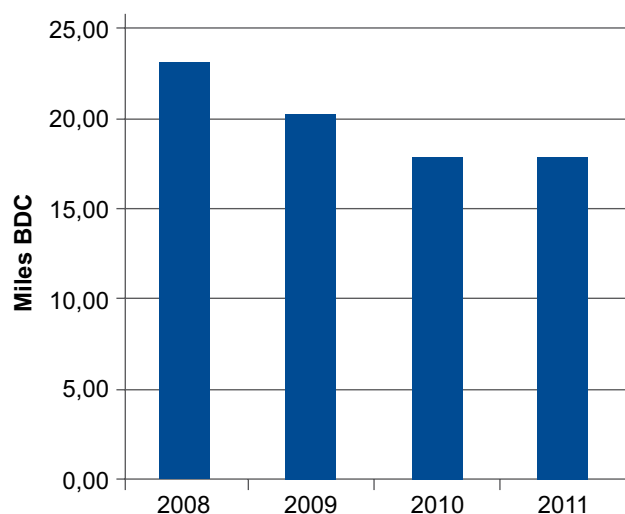
transporte. Este aspecto, que se conoce generalmente como un ‘bypass’, tiene implicaciones económicas sobre los sistemas de distribución, por ello la CREG publicó para comentarios la Resolución 058 de 2011.

16. Gas Licuado de Petróleo – GLP

16.1. Producción y Consumo

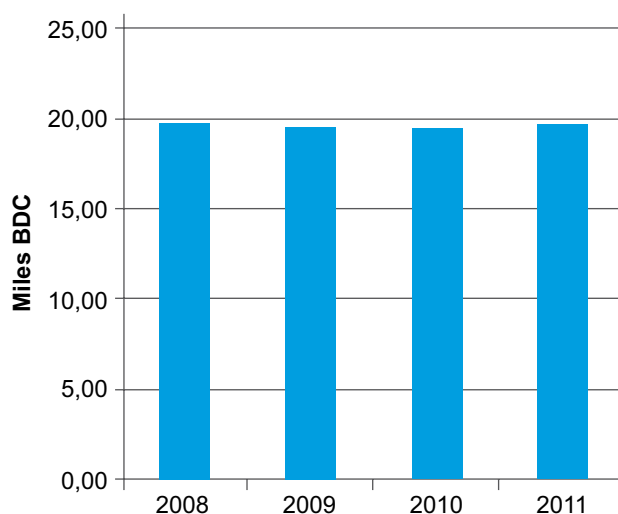
Durante 2011, la producción promedio de GLP fue de 17,78 KBDC , registrando una ligera disminución frente a la cantidad producida durante 2010 en un 0,4%. A continuación se presenta el comportamiento de la producción durante los últimos años:

Gráfica 42. Producción de GLP



Fuente: UPME con datos de Ecopetrol y SUI

Gráfica 43. Consumo de GLP



Fuente: UPME con datos de Ecopetrol y SUI

El consumo promedio de GLP a nivel nacional fue de 19,72 KBDC, mostrando un comportamiento estable frente a los años anteriores, tal y como lo indica la anterior.

16.2. Proceso de certificación de plantas de envasado de GLP

Con ocasión de lo dispuesto en la Resolución 180581 de 2008, “por la cual se expide el reglamento técnico para plantas de envasado de Gas Licuado de Petróleo”, a la fecha 135 plantas de envasado cuentan con certificado de conformidad del proceso de envasado.

16.3. Resultados del periodo de transición en el esquema de parque universal de cilindros a un esquema de parque marcado de cilindros de propiedad de los distribuidores

El periodo de transición inició el 1 de enero de 2008 y finalizó el 30 de junio de 2012. Con el cambio de esquema de un parque universal de cilindros a un parque de propiedad de los distribuidores se ha obtenido

importantes resultados, entre otros, la circulación a mayo de 2012, de un total de 7.715.116 cilindros entre nuevos y adecuados, debidamente marcados con el nombre del distribuidor. A continuación se detallan los resultados de todo el programa:

Tabla 35. Acumulado del programa de introducción de cilindros marcados

Acción	2008	2009	2010	2011	2012	Total esquema
Entregados nuevos	48.949	763.485	1.704.357	3.204.001	604.008	6.324.800
Entregados adecuados	-	140.532	359.983	669.710	220.091	1.390.316
Total	48.949	904.017	2.064.340	3.873.711	824.099	7.715.116

Fuente: Interventoría del Comité Fiduciario de GLP

Tabla 36. Acumulado del programa de recolección y reposición del parque universal

Acción	2008	2009	2010	2011	2012	Total esquema
Recolectados	-	870.707	1.631.367	2.410.627	1.180.288	6.092.989
Clasificados	-	375.553	834.014	1.140.367	514.297	2.864.231
Destruídos	-	670.322	1.145.994	2.127.128	790.491	4.733.935

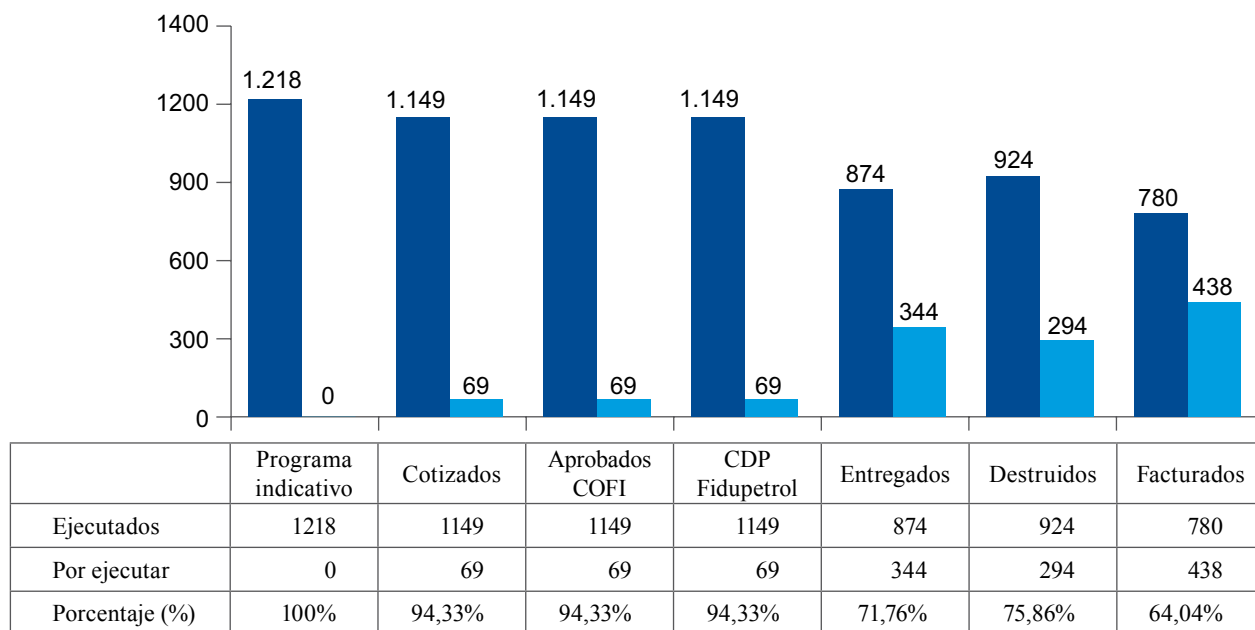
Fuente: Interventoría del Comité Fiduciario de GLP

16.4. Programa reposición y mantenimiento de tanques estacionarios

A continuación se presenta la ejecución de las actividades de reposición de tanques estacionarios, que corresponde a un avance del 67,94%



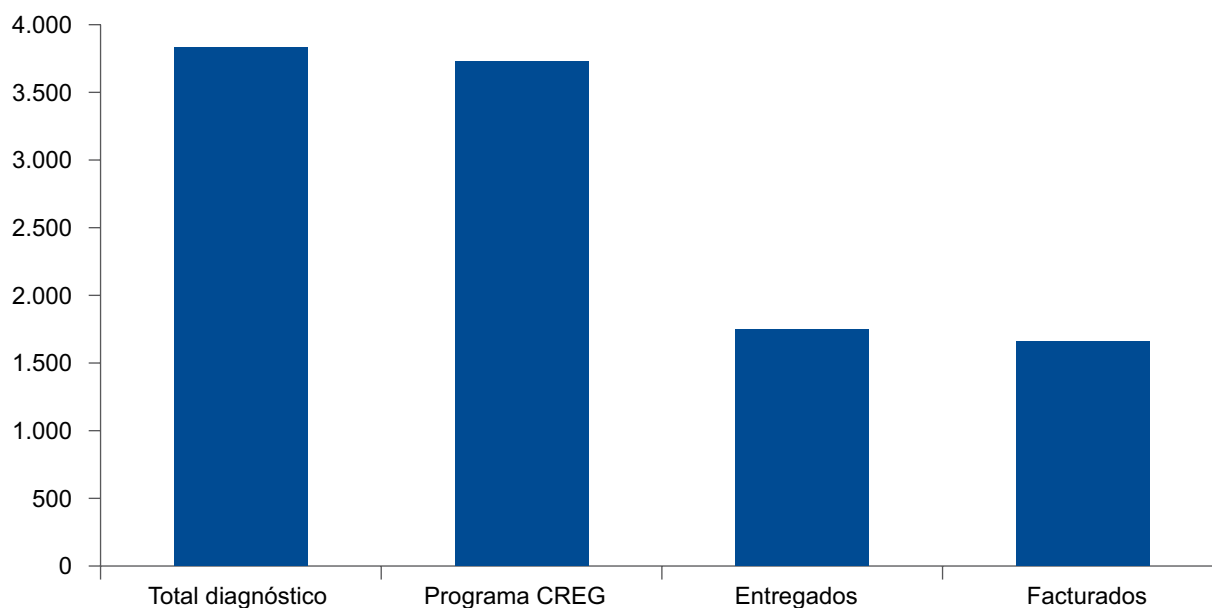
Gráfica 44. Avance programa de reposición y mantenimiento de cilindros



Fuente: Interventoría del Comité Fiduciario de GLP

En la siguiente se presenta la ejecución de las actividades de mantenimiento de tanques estacionarios, en cumplimiento de lo dispuesto por la CREG mediante Resolución 048 de 2011, la cual contiene las metas de mantenimiento de tanques estacionarios que se encuentra en ejecución.

Gráfica 45. Avance programa de reposición y mantenimiento de tanques



Fuente: Interventoría del Comité Fiduciario de GLP

16.5. Aspectos regulatorios en materia de Gas Licuado de Petróleo – GLP

Entre 2011 y lo que va corrido de 2012, la CREG ha desarrollado un nuevo marco regulatorio aplicable a cada una de las actividades de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de GLP, cuyos principales objetivos han sido dar las señales para garantizar el suministro adecuado del producto para atender la demanda y promover la competencia en la distribución y comercialización minorista en beneficio de los usuarios finales.

16.6. Reglamento de Comercialización Mayorista de GLP

Mediante Resolución CREG 053 de 2011, la Comisión adoptó de manera definitiva el Reglamento de Comercialización Mayorista de GLP, luego de quince meses de presentación y análisis con la industria y terceros interesados, a través de dos resoluciones de consulta y tres talleres públicos.

16.7. Continuación del programa de reposición y mantenimiento de cilindros

Mediante resoluciones CREG 004 y 107 de 2011, se asignaron metas de retiro del mercado por un total de 2,6 millones de cilindros universales que debían ser comprados por los distribuidores a los usuarios. Así mismo, mediante Resolución CREG 178 de 2011 se establecieron las reglas para recoger este tipo de cilindros remanentes, remunerando con los recursos del margen de seguridad a los distribuidores que participen en su ejecución.

Durante el primer semestre de 2012 se ha trabajado en la definición de la regulación para hacer el cierre administrativo y financiero del esquema centralizado y de los recursos del margen de seguridad, y dar así por cumplidas las funciones dadas a la CREG por la Ley 1151 de 2007.

Por otra parte, la CREG ha venido trabajando en la identificación de las medidas penales y administrativas existentes que ayuden a eliminar las prácticas sobre el uso inadecuado de los cilindros y el gas en ellos contenido, a fin de fortalecer la implementación y respeto del esquema de marcas.

Mediante Resolución CREG 177 de 2011, se modifica en algunas partes y se adiciona en otras, el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de GLP, para establecer tiempos exactos de prohibición de uso de cilindros universales, el uso de envases en la prestación del servicio, condiciones especiales de prestación del servicio en algunas zonas alejadas del país, de la prohibición de la comercialización de cilindros vacíos y de la importación de cilindros con destino al servicio público de GLP.

16.8. Transporte de GLP

Mediante Resolución CREG 049 de 2011 la CREG aprobó el cargo de transporte marítimo de GLP al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, con base en la metodología aprobada mediante Resolución CREG 059 de 2009.

16.9. Código de Medida de GLP

Si bien las transacciones de la cadena de prestación del servicio se basan en prácticas internacionales de medición generalmente aceptadas, este año la CREG contrato a la Universidad Tecnológica de Pereira para desarrollar los estudios necesarios que le permitan expedir un Código de Medida que regule la materia, que permita dirimir discrepancias y discusiones entre los agentes y de éstos con los usuarios, buscando así la mayor transparencia en las transacciones comerciales a lo largo de la cadena.



Minas

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la contribución de la minería a la economía colombiana ha registrado incrementos progresivos, evidenciados en indicadores como el PIB minero, las exportaciones de minerales y la inversión extranjera directa en minería, entre otros; esa dinámica ha obedecido principalmente al interés inversionista en las actividades del ciclo minero (exploración y explotación), tanto a partir de la ampliación de proyectos mineros existentes, principalmente en la minería de carbón en la zona norte de Colombia (departamentos de La Guajira y Cesar), como en el inicio de nuevos proyectos exploratorios principalmente para metales preciosos y metales básicos.

El análisis del PIB minero como gestor de crecimiento del PIB nacional, nos muestra que la participación del sector minero en la economía, ha venido creciendo, sin embargo no es aún la locomotora que pretendemos que sea.

El PIB Minero respecto del PIB Nacional representó en promedio en el 2011 señalado, una participación anual del 2,27%, impulsado principalmente por los proyectos de extracción de carbón y ferroníquel en la zona norte del país.

Por su parte, la producción de carbón ha aumentado 88% en el periodo 2002 – 2010 y su crecimiento promedio anual es de 5,59%. Para aumentar significativamente la producción, es necesario que las ampliaciones previstas por los grandes productores se realicen, siendo su principal restricción algunos permisos ambientales, así como la disponibilidad de infraestructura de transporte que permita a los carbones del interior competir en mejores condiciones de costo, esto nos permitiría ampliar los volúmenes producidos y cumplir la meta establecida para este cuatrienio, de producir 115 millones de toneladas en 2014.

La producción de metales preciosos en los últimos años ha repuntado de manera importante, los altos precios del oro y la plata en el mercado internacional han incentivado positivamente el desarrollo de esta minería. Entre 2004 y 2011 la producción de oro ha crecido a una tasa promedio anual de 18%, pasando de 37,7 toneladas a 55,9 toneladas. Igualmente, la producción de plata prácticamente triplicó su producción pasando de 8,5 toneladas en 2004 a 24 toneladas en 2011, mostrando una tasa promedio de crecimiento anual de 11,8%. Existe una expectativa muy importante para que este reglón de la minería tenga una participación mayor, por cuanto se espera que en los próximos años entren en etapa de producción algunos proyectos importantes como Gramalote de B2 Gold, Buritica de Continental Gold y las ampliaciones anunciadas por Mineros S.A. y Gran Colombia Gold, aunado a las acciones que se están adelantando para combatir la explotación ilícita de minerales y los altos precios que según muchos analistas, se mantendrán en el mediano plazo.

Como consecuencia de los aumentos en producción, las exportaciones mineras han incrementado su participación en la matriz de comercio exterior del país. En 2004 representaban el 20,13% y en 2011 aumentaron al 22%, es decir uno de cada cinco dólares exportados desde Colombia proviene de la actividad minera. Y no solo desde el punto de vista del comercio la minería es importante, los recursos que la Nación percibe por concepto de regalías, compensaciones e impuestos son muy significativos contribuyendo a apalancar el desarrollo nacional y el mejoramiento de la calidad de vida de los colombianos.

Por otra parte, el comportamiento de la inversión extranjera directa durante los últimos años, refleja la importancia de la minería dentro de este renglón, con una participación significativa, siendo la actividad después de los hidrocarburos, que más atrae capital foráneo. La prospectividad geológico minera, la estabilidad en las reglas de juego hacen que Colombia se consolide como uno de los puertos de inversión minera importantes. En 2011 repuntó nuevamente este indicador, su participación es muy sustancial ya que aporta el 20% del total recibido por Colombia durante la anualidad.

1. Marco institucional del sector minero

El año anterior, a raíz de la realización de un serio y profundo diagnóstico a la institucionalidad del sector minero colombiano se determinó la dinámica y estructura de las palancas necesarias para aumentar la productividad del sector e identificar las restricciones de crecimiento al interior de la misma y del gobierno, por lo que emprendimos una serie de reformas y el diseño de una nueva institucionalidad minera, la cual ha dado como resultado un sector renovado que pueda hacer realidad el compromiso de que la minería organizada sea la locomotora que impulse el desarrollo nacional en el corto y largo plazo.

El sector minero colombiano incluye al Ministerio de Minas y Energía, con el Viceministerio de Minas a la cabeza y las dependencias de apoyo en las Direcciones Técnicas de Minería Empresarial y Formalización Minera, la Oficina Asesora Jurídica y la Oficina de Asuntos Ambientales y de Comunidades, así como a las siguientes entidades:

- Entidades adscritas: Agencia Nacional de Minería, Servicio Geológico Colombiano y Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.
- Entes territoriales con funciones delegadas: gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander.

1.1. Ministerio de Minas y Energía

Es la autoridad minera, cuya función principal se centra en formular la política para el sector minero, expedir diversos actos administrativos con el fin de plasmar la política, reglamentar el Código de Minas, promover la actividad minera como sector productivo de la economía nacional, hacer la gestión del conocimiento del país minero, evaluar la efectividad de la política y ejercer las labores de fiscalización minera mediante delegación de funciones en la Agencia Nacional de Minería y algunas gobernaciones.

1.2. Agencia Nacional de Minería

La Agencia Nacional de Minería fue creada en noviembre de 2011 con el claro objetivo de administrar el recurso minero del país y de promover y fomentar la actividad minera. Estas actividades incluyen la contratación y fiscalización de las actividades mineras, la liquidación, el recaudo y la transferencia de los recursos de regalías, administración de Registro Minero Nacional y el fomento de la actividad de pequeña y mediana escala, que permita aumentar la productividad de estas explotaciones.

1.3. Servicio Geológico Colombiano

Tiene la función propia de Servicio Geológico del país, y funciones que están focalizadas en incrementar el conocimiento geológico nacional, identificación y monitoreo de las amenazas geológicas y evaluación de los riesgos asociados a éstas.

1.4. 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	Contratación y fiscalización	Ninguno
Bolívar	Fiscalización	Ninguno
Boyacá	Contratación y fiscalización	Carbón y esmeraldas
Caldas	Contratación y fiscalización	Carbón y esmeraldas
Cesar	Contratación y fiscalización	Carbón y esmeraldas
Norte de santander	Contratación y fiscalización	Carbón y esmeraldas

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

1.5. UPME

La Unidad de Planeación Minero Energética, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, 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. Adicionalmente administra el Sistema de Información Minero Colombiano, SIMCO, y la fijación del precio base para liquidación de regalías.

2. Cifras del sector minero

2.1. Macroeconómicas

2.1.1. PIB Minero

Tabla 2. PIB Minero

Año	2009	2010	2011
PIB total	408.379	424.719	449.900
PIB Minas e Hidrocarburos	27.062	30.384	34.723
Participación PIB Minas e Hidrocarburos en PIB Total	6,63%	7,15%	7,72%
PIB Minas sin Hidrocarburos	9.390	9.323	9.981
Participación PIB Minas sin Hidrocarburos en PIB Total	2,30%	2,19%	2,21%

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

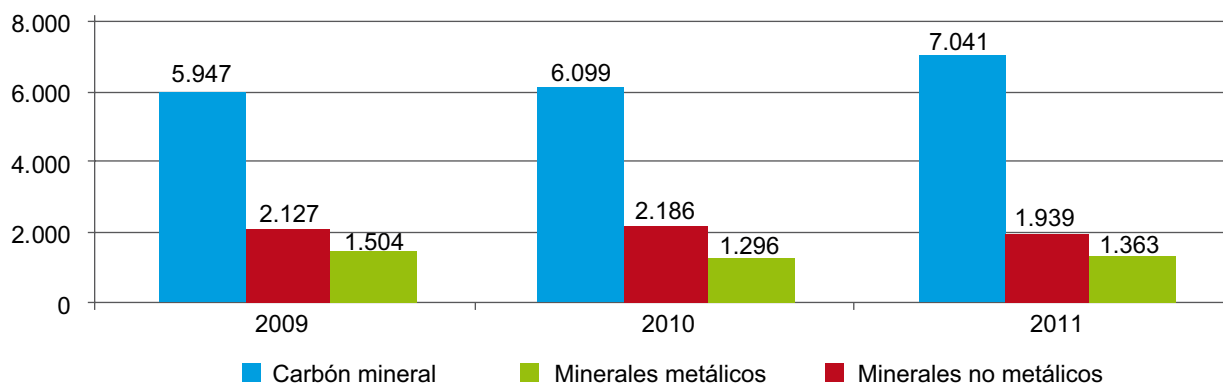
La minería colombiana entre los años 2009-2011 presentó una participación anual promedio de 2,23% del valor total del PIB a precios constantes de 2005 (Actualización DANE), y un incremento del 6,29% durante el mismo período.

Tabla 3. PIB minero por minerales

Ramas de actividad	2009	2010	2011
Carbón Mineral	5.947	6.099	7.041
Minerales Metálicos	2.127	2.186	1.939
Minerales no Metálicos	1.504	1.296	1.363
Total Minería	9.390	2.423	2.508

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

**Gráfica 1. PIB minero por minerales
(Miles de millones de pesos constantes de 2005)**



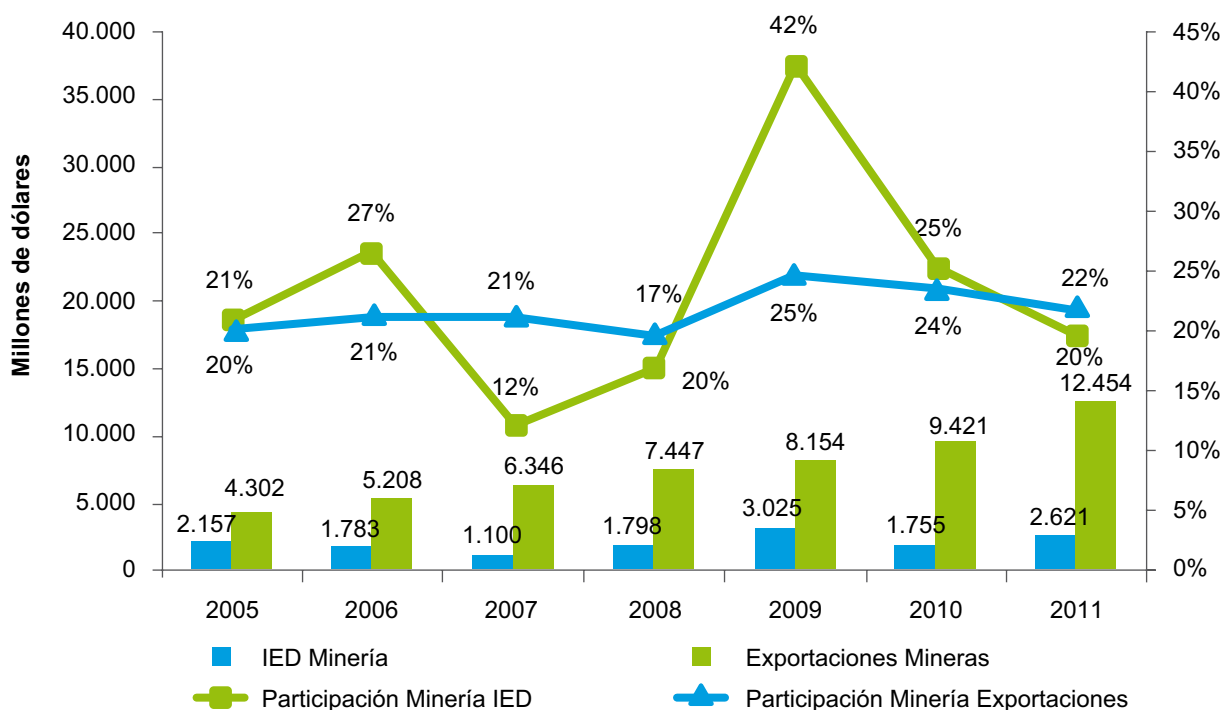
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE, Series desestacionalizadas

El carbón, que representa en promedio el 65% del PIB minero, presentó un incremento del 18,4% durante el período, explicado principalmente por la mayor producción que pasó de 73 millones de toneladas a 86 millones de toneladas. Otro de los factores que ha favorecido el incremento del PIB minero ha sido el comportamiento de los precios internacionales de los minerales especialmente del carbón y del oro.



2.1.2. Inversión Extranjera Directa en Minería y Exportaciones Mineras

Gráfica 2. Inversión Extranjera Directa y exportaciones mineras (Millones de dólares)



Fuente: Banco de la República y DANE

La dinámica del sector minero se refleja notoriamente en estos dos indicadores. Claramente se observa el comportamiento creciente de las exportaciones, las cuales han ido aumentando de manera consistente en los últimos años. En promedio la minería participa en el 22% de las exportaciones y la IED en el país.

El auge de la actividad exploratoria, la participación constante en los eventos internacionales y el potencial minero que tiene el país, hacen que los ojos de la inversión minera se posen sobre Colombia. Igualmente los planes de expansión de los grandes proyectos mineros anunciados en el último año reflejan un comportamiento positivo de la inversión minera. Después de los hidrocarburos la actividad que más atrae inversión extranjera en Colombia es la minería.

De otro lado las exportaciones mineras muestran un comportamiento creciente, en razón al aumento en la producción de minerales y a los buenos precios



de éstos en los mercados internacionales. Es innegable la participación del carbón y el ferroníquel en este rubro, sin embargo también han mejorado los números de los minerales metálicos especialmente los metales preciosos, explicados principalmente por la cotización en el mercado internacional y en menor medida los minerales no metálicos, cuya producción en su gran mayoría es consumida en el mercado doméstico.

2.2. Minería

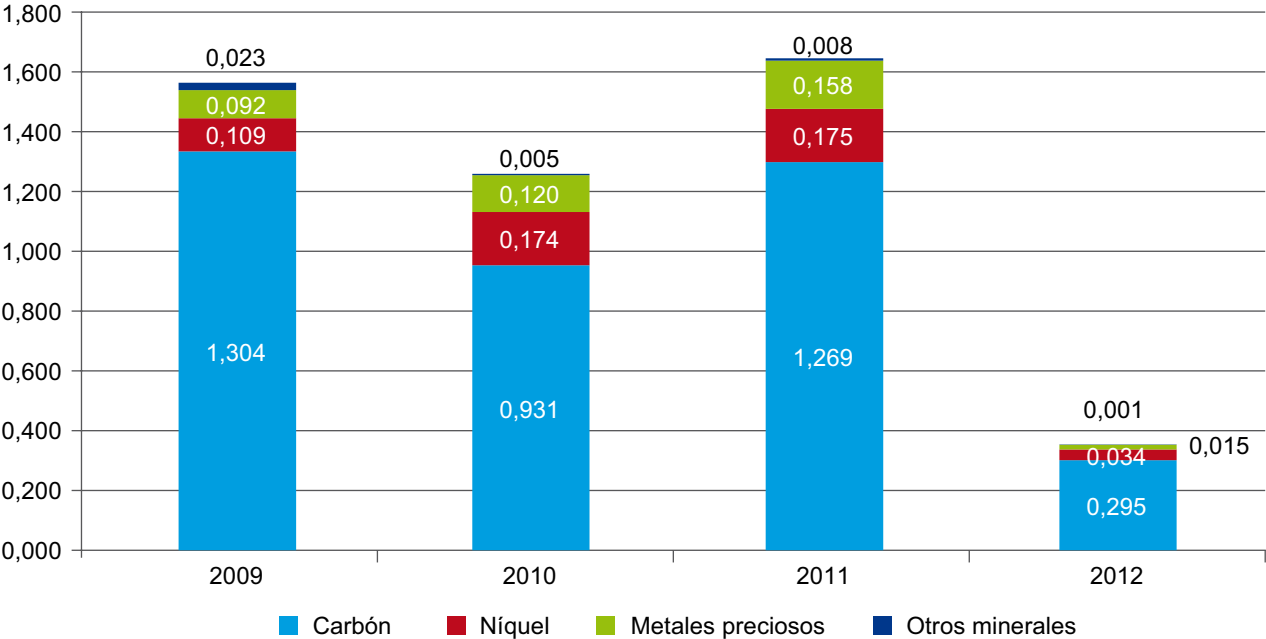
2.2.1. Regalías

**Tabla 4. Regalías distribuidas por mineral
(Billones de pesos)**

Mineral	2009	2010	2011	2012	Total
Carbón	1,304	0,931	1,269	0,295	3,799
Níquel	0,109	0,174	0,175	0,034	0,492
Metales preciosos	0,092	0,120	0,158	0,015	0,385
Otros minerales	0,023	0,005	0,008	0,001	0,037

Fuente: Servicio Geológico Colombiano. Información hasta el primer trimestre de 2012.

**Gráfica 3. Regalías distribuidas por mineral
(Billones de pesos)**



Fuente: Servicio Geológico Colombiano. * Información hasta el primer trimestre de 2012.

Las regalías distribuidas a las entidades beneficiarias, de acuerdo con lo establecido en la Ley 141 de 1994, por concepto de la explotación de los recursos naturales no renovables sin incluir los hidrocarburos, ascienden alrededor de \$4,7 billones de pesos en el periodo 2009–2012*, el 80,6% de estos ingresos corresponden a la producción de carbón, el 10,4% por níquel, el 8,2% por metales preciosos y el 0,8% restante por esmeraldas y otros minerales.

2.2.2. Producción

Tabla 5. Producción de minerales

Mineral	Unidad	2009	2010	2011	2012
Minerales preciosos					
Oro	Toneladas	48	54	56	14
Plata	Toneladas	11	15	24	4
Platino	Toneladas	0,9	1	1,2	0,3
Minerales no metálicos					
Caliza	Millones de Ton	11,4	11,8	13,4	4,4
Sal terrestre	Toneladas	612.129	428.486	457.692	147.094
Minerales metálicos					
Cobre (concentrados)	Toneladas	5.687	3.916	4.041	1.190
Mineral de hierro	Toneladas	280.773	77.048	174.459	77.447
Níquel	Millones de Libras	112,1	109,0	83,4	29,7
Minerales combustibles					
Carbón	Millones de Ton	72,8	74,3	85,8	23,3
Piedras preciosas					
Esmeraldas	Miles de Quilates	2.945	5.230	3.402	0,337

Fuente: Servicio Geológico Colombiano. Histórico Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Datos al I Trimestre de 2012

La producción minera más representativa de Colombia es la de carbón, cuya producción 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, 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. En 2011 se obtuvo la mayor producción histórica de carbón en Colombia que ascendió a 85,8 millones de toneladas.

Por otra parte, el oro también ha retomado nuevamente su dinamismo, impulsado principalmente por los altos precios en el mercado internacional,

3. Ejecutorias y avances del periodo 2011 – 2012

3.1. 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 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.
- Lograr para el Estado una mayor captura de valor de los resultados exitosos de la actividad minera.

3.2. Ejecutorias

El Plan Nacional de Desarrollo Minero Visión 2019 establece varias líneas de acción, sobre las cuales se ha adelantado lo siguiente en el período 2011 - 2012:

3.2.1. 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.

3.2.1.1. Agenda para promover la inversión minera

3.2.1.1.1. Información y atención al minero

Durante el periodo junio 2011 – junio de 2012, Ingeominas atendió a más de 20.000 usuarios que se acercaron a la entidad para adelantar diferentes trámites mineros. Este número es mucho mayor al presentado durante el mismo período del año anterior (11.500), en razón a que el funcionamiento de los módulos de radicación, contratación y titulación del Catastro Minero Colombiano, CMC, continúa sin ser el óptimo deseado, lo que ha limitado la posibilidad de disminuir el tiempo de respuesta en los trámites de los contratos. Actualmente estas funciones están en cabeza de la Agencia Nacional de Minería, ANM.

**Tabla 6. Trámites realizados por el Grupo de Información y Atención al Minero
Periodo junio 2011 – mayo de 2012**

Tipo de trámite	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May
Resoluciones oficiadas	354	234	588	513	452	451	179	462	322	427	544	510
Notificaciones personales	60	38	82	108	71	46	27	10	37	58	59	55
Usuarios atendidos	2025	2260	2828	1572	1867	2105	1740	413	1862	842	1726	1315
Préstamo de expedientes	941	943	1047	1082	741	736	427	100	718	1253	1007	664
Total	3.380	3475	4545	3275	3131	3338	2373	985	2939	2580	3336	2544

Fuente: Servicio Geológico Colombiano y Agencia Nacional de Minería

3.2.1.2. 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.

3.2.1.2.2. Contratación y titulación minera

Durante el período las autoridades mineras delegadas han estado al frente del plan de descongestión de solicitudes mineras, plan que inició con la expedición por parte del Ministerio de Minas y Energía las Resoluciones 180099 de 01 de febrero de 2011, Resolución 181233 de 29 de julio de 2011, Resolución 180128 del 2 de febrero de 2012 y la Resolución 180505 de 02 de abril de 2012, con las cuales estuvo suspendido desde el 02 de febrero de 2011 hasta la entrada en operación de la Agencia Nacional de Minería, la radicación de propuestas de contrato de concesión minera y solicitudes de legalización de minería tradicional.

A partir del 2 de mayo de 2012, la función de contratación y titulación minera pasa a la Agencia Nacional de Minería por competencia de esa entidad, acorde con lo establecido en el decreto 4134 de 2011. Dicha entidad, mediante Resolución 006 del 02 de mayo de 2012 prorroga el término de suspensión por tres meses más para la presentación de propuestas de contrato de concesión únicamente. En la actualidad y desde el 2 de mayo de 2012 únicamente se encuentra abierta la recepción de solicitudes de legalización de minería tradicional.

Los actos administrativos, mencionados anteriormente, obedecieron en gran parte al número de solicitudes mineras en trámite. Para la fecha de inicio del plan de descongestión, estas ascendían a 16.235 solicitudes a nivel nacional. Así las cosas, durante el período de suspensión sólo se recibieron para trámite solicitudes de autorizaciones temporales.

En la siguiente tabla se resume a 30 de abril del 2012 el avance y gestión que tuvieron las autoridades

mineras delegadas frente al plan de descongestión de solicitudes mineras vigentes desde el 2 de febrero de 2011.

**Tabla 7. Trámites realizados por el grupo de información y atención al minero
Periodo junio 2011 – mayo de 2012**

Delegada	Cantidad inicial febrero 2011	Nuevas solicitudes después de suspensión	Total solicitudes	Estado actual función		
				Propuestas mineras en trámite vigentes en CMC a 30-04-2012	Propuestas resueltas a 30-04-2012	Porcentaje de avance plan descongestión
Servicio Geológico Colombiano	13.601	949	14.550	8.699	5.969	41,0%
Gobernación de Antioquia	2.903	31	2.934	2.146	788	26,9%
Gobernación de Boyacá	631	35	666	437	229	34,4%
Gobernación de Caldas	849	6	855	830	25	2,9%
Gobernación de Cesar	216	51	267	119	148	55,4%
Gobernación de Norte de Santander	190	5	195	50	145	74,4%
Totales	18.390	1.077	19.467	12.281	7.304	39,2%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

De las 12.281 propuestas que continúan en trámite, el 100% de éstas han sido evaluadas técnica y jurídicamente.

En cuanto al Registro Minero Nacional a corte de 15 de junio de 2012, listan 9.227 títulos mineros vigentes. De las solicitudes evacuadas y resueltas favorablemente se tiene que durante el período de junio 2011 a junio 2012 se inscribieron en el Registro Minero Nacional 518 títulos mineros. De los títulos inscritos en el período, el 54% corresponde a materiales de construcción y arcilla, siguiendo en la lista los metales preciosos con el 30%. Adicionalmente, en virtud del artículo 108 de la Ley 1450 de 2011 – Plan Nacional de Desarrollo, con base en estudios adelantados por el Servicio Geológico el Ministerio de Minas y Energía mediante resolución 180102 de enero de 2012, se determinó como minerales estratégicos para el país los minerales de oro, platino, cobre, minerales de fosfatos, minerales de potasio, minerales de magnesio, carbón metalúrgico, uranio, hierro y minerales de coltán, respecto de los cuales mediante

Resolución 180241 de 2012 se delimitaron las Áreas Mineras Estratégicas, resumidas en el siguiente cuadro:

Tabla 8. Resumen Áreas Estratégicas

Área total	2.900.947,78 Hectáreas
Numero de bloques	313
Departamentos	Antioquia, Bolívar, Caldas, Cauca, Cesar, Chocó, Huila, La Guajira, Nariño, Norte de Santander, Putumayo, Quindío, Risaralda, Tolima, Valle del Cauca.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

La autoridad minera debe adelantar dentro de un plazo no superior a cinco (5) años contados a partir de la fecha de publicación de la Resolución 180241 de 2012 los procesos de selección objetiva de que trata el artículo 108 de la Ley 1450 de 2011, para los minerales determinados como estratégicos en la Resolución 180102 del 30 de enero de 2012, para lo cual establecerá en cada caso los términos de referencia y requisitos para escoger al proponente que ofrezca las mejores condiciones y beneficios para el Estado, así como las contraprestaciones mínimas adicionales a las regalías que los interesados en los procesos de selección objetiva deberán ofrecer, cumpliendo para el efecto, los principios de transparencia, economía y selección objetiva. Estos procesos serán adelantados entonces por la Agencia Nacional de Minería.

3.2.1.2.3. Catastro Minero Colombiano, CMC

Expertos del Banco Mundial visitaron y conocieron el funcionamiento del Catastro Minero Colombiano, haciendo recomendaciones de fondo al Sistema. Considerando las recomendaciones por los expertos del Banco Mundial, el Servicio Geológico Colombiano adelantó la implementación de un nuevo radicado web brindando mayor seguridad y mejorando el procedimiento para la radicación de nuevas solicitudes mineras cuando los términos para la radicación de las mismas sean abiertos.

Adicionalmente, también han entrado en producción nuevos módulos de fiscalización para la integración y cesión de áreas.

Entre otras tareas adelantadas por el Catastro Minero Colombiano están:

- La implementación del mecanismo de recaudo a través del formulario generado por la página web con código de barras para las visitas de inspección.
- Se contrató el desarrollo del módulo de Administración del canon superficiario integrado al sistema financiero.

3.2.1.2.4. SIMCO

En busca de llegar a más usuarios del sector y cumpliendo con los requerimientos de Gobierno en Línea, se implantó 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, llegando de esta forma a tener 93 series de tiempo que están compuestas por: producción minera, precios de minerales, regalías y exportaciones. También se han implementado 60 series de indicadores del sector minero compuesta por: variación de producción, exportaciones, entre otros.
- El día 17 de mayo de 2011, el DANE certificó el registro de producción minera que se encuentra dentro del SIMCO, con tipo de certificación B – Bueno. La meta este año es pasar al tipo E – Excelente y ratificar el gran esfuerzo y trabajo que se realiza por parte de la UPME para asegurar y velar por la mejor información estadística del sector minero.
- 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.
- Versión de ingles del SIMCO: Actualmente se cuenta la versión en Ingles del SIMCO y se puede ingresar desde el portal, el link de acceso es <http://www.simco.gov.co/Default.aspx?alias=www.simco.gov.co/english>, cuenta con la Información más relevante y principal del sector en el Idioma Ingles.
- Modulo 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, se puede acceder desde el siguiente enlace: <http://www.simco.gov.co/Default.aspx?alias=www.simco.gov.co/wap> o desde cualquier dispositivo móvil www.simco.gov.co/wap y este subportal también se encuentra en versión en ingles y se puede ingresar desde <http://www.simco.gov.co/wap/Home/WapEnglish/tabid/453/Default.aspx>.
- Modulo de videos: en esta sección se cuenta con la siguientes herramientas: Streeming: Consiste en una tecnología utilizada para permitir la visualización y la audición de un archivo mientras se está descargando. Podcast: consiste en la distribución de archivos multimedia (normalmente audio o vídeo) mediante un sistema de sindicación que permita suscribirse y usar un programa que lo descarga para que el usuario lo escuche en el momento que quiera.
- 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 técnicas, ambientales 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 Construcción y mejora de presentación de la información debido a cambios en la plataforma donde se depositaba y mostraba dicha información. Sin embargo, a fin de que tanto titulares mineros como potenciales inversionistas puedan acceder a la información a través de fichas técnicas con información de cada proyecto.

- Página de inicio: se encuentran secciones destacadas como el calendario de eventos donde se destacan los eventos de mayor incidencia durante el año para el sector y por medio de vínculos a páginas o por cuentas de correo los usuarios pueden ser partícipes de ellos.

Adicionalmente, de acuerdo al Decreto 4130 del 3 de noviembre de 2011 el seguimiento semestral por parte del Ministerio a la UPME cambió su figura y ahora la UPME es la entidad encargada del Sistema de Información Minero – SIMCO-, donde se encargará de evaluar los principales requerimientos de los usuarios y posibles falencias del sistema, con el fin de programar las acciones a realizar.

Las visitas que se registraron al Sistema de Información Minero Colombiano SIMCO durante el año 2011, de conformidad con el contador de Google Analytics, presenta un crecimiento de 19,84%, en relación con el año 2010. Mientras que el número de visitas en el número de páginas visitadas, el SIMCO creció el 23,19%, en relación al año anterior, como se muestran en la siguiente tabla:



Tabla 9. Registro de visitas

2011	
SIMCO	
Páginas Vistas	647.127
Visitas	120.951
2010	
SIMCO	
Páginas Vistas	525.302
Visitas	100.929

Fuente: Google Analytics

3.2.1.2.5. Reservas Especiales

En proceso de elaboración de los contratos especiales de concesión a favor de las comunidades mineras tradicionales, e inscripción en Registro Minero Nacional, se encuentran las áreas de reserva especial de Ráquira-Boyacá, Soracá y Tunja - Boyacá, Sogamoso-Boyacá y Quinchía - Risaralda.

Las áreas de reserva especial de Carmen - Catatumbo, La Uvita - Boyacá, Puerto Boyacá - Boyacá, Arenal y Montecristo-Sur de Bolívar, Suárez - Cauca, Tibita - Cundinamarca y Quinchía - Risaralda; que ya cuentan con los estudios geológico mineros que indican la viabilidad de desarrollar proyectos de interés para el país; han tenido algunas dificultades técnicas que están siendo analizadas y solventadas por el Ministerio de Minas y Energía, para dar paso a la elaboración de los contratos especiales de concesión a favor de las comunidades calificadas como tradicionales.

Así mismo El Ministerio de Minas y Energía tiene declarado tres (3) áreas de reserva especial, que están pendientes para adelantar los estudios geológicos-mineros; estas áreas son: La Llanada - Nariño, Mina Hedionda y Bogotá-Bolívar y Pueblito Mejía - Bolívar.

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 esta desarrollando un concurso de méritos con propuesta técnica simplificada, el cual se encuentra en la etapa de pre pliegos. Para el área de Pueblito Mejía, se ha solicitado a la Gobernación de Bolívar estudiar la posibilidad de elaborar a través de un Convenio Interadministrativo, los estudios geológico-mineros con los recursos recaudados por delegación y que son orientados para promoción y fomento de la minería.

En cuanto a las solicitudes en trámite, en el Ministerio de Minas se encuentran en este proceso 23 solicitudes, las cuales podrían recibir el trato de Áreas de Reserva Especial si cumplen con los requisitos normativos. Dichas solicitudes corresponden a:

**Tabla 10. Áreas de reserva especial en trámite
A mayo de 2012**

Departamento	Áreas en trámite
Antioquia	1
Boyacá	5
Cundinamarca	3
Caquetá	2
Casanare	1
Cauca	2
Huila	1
Nariño	4
Putumayo	2
Santander	1
Tolima	1
Total	23

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Es necesario mencionar que de conformidad con el artículo 31 de la Ley 685 de 2001, adicionado por el artículo 2° de la Ley 1382 de 2010, modificado por el artículo 147 del Decreto Ley 019 de 2012, la competencia para delimitar áreas de reservas especiales quedó en cabeza de la Agencia Nacional de Minería ANM.

En este sentido, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección de Formalización Minera, se encuentra adelantado todos los trámites necesarios para el empalme y traslado de los expedientes hacia la Agencia Nacional de Minería, quien en adelante será la competente para resolver todos procesos pendientes y futuros de áreas de reserva especial.

3.2.1.2.6. Zonas Mineras Indígenas y de Comunidades Negras



Con relación a zonas mineras indígenas, zonas mineras de comunidades negras y mixtas, tenemos lo siguiente:

A la fecha este Ministerio ha declarado diecisiete (17) zonas mineras indígenas y diecinueve (19) zonas mineras de comunidades negras en todo el territorio nacional, distribuidas así:

- Ocho (8) en el departamento del Cauca; dentro de la Zona Minera Indígena de Puracé el Cabildo Indígena de Puracé es titular del contrato de concesión minera: DDT-091 para el mineral de azufre.
- Cinco (5) en el departamento de la Guajira;
- Una (1) en el departamento del Guainía;
- Una (1) en el departamento del Chocó; éstas comunidades cuentan con una Licencia Especial de Exploración y Explotación radicada con el número BAE-112, título otorgado bajo el anterior Código de Minas, Decreto Ley 2655 de 1988.
- Una (1) en el departamento del Vaupés, y
- Una (1) en el departamento de Antioquia.

A las comunidades negras se les ha declarado ocho (8) zonas mineras en el departamento del Chocó, diez (10) en el municipio de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca, y una (1) en el municipio de Tumaco, departamento de Nariño. Se adelanta el trámite y otorgamiento de varios contratos de concesión por parte de la autoridad minera a nombre de los consejos comunitarios de Condoto e Iró, Asocasán y Río

Quito en el departamento del Chocó, y en jurisdicción del municipio de Buenaventura para los consejos comunitarios de Zacarías y Agua Clara.

En virtud del Convenio Interadministrativo No. 123 de 2011 suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía y la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín se adelantará la delimitación de otras dieciséis (16) zonas mineras indígenas en los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo.

En el mes de marzo de 2012 se realizó la visita técnica de reconocimiento geológico minero al área del Consejo Comunitario Mayor de la Asociación Campesina Integral del Atrato- Cocomacia, ubicado en jurisdicción de los municipios de Atrato, Medio Atrato, Quibdó, Bojayá y Carmen del Darién en el departamento del Chocó, y Murindó, Urrao y Vigía del Fuerte en el departamento de Antioquia, el cual cuenta con una extensión aproximada de 800.000 hectáreas, a efectos de delimitar una zona minera para dichas comunidades.



Así mismo, en el mes de abril de 2012 se realizó en Inírida, el Primer Foro Minero para las Comunidades Indígenas de la Amazonía Colombiana - departamento del Guainía, y en el transcurso del primer semestre del año 2012 se realizarán los foros mineros en los departamentos de Vaupés, Amazonas, parte del Caquetá y Putumayo, los cuales contarán con la participación de autoridades, líderes, organizaciones y miembros de las comunidades indígenas de estos departamentos. Estos foros mineros también se realizarán en los departamentos del Cauca y La Guajira.

3.2.1.2.7. Expropiaciones a favor de la minería

De acuerdo con el capítulo XIX del Código de Minas, este Ministerio ha resuelto a la fecha, cuarenta y cinco (45) solicitudes de expropiación de predios y se encuentran en trámite veinticinco (25), solicitadas por las siguientes empresas:

Tabla 11. Expropiaciones

Empresa	Departamento	Predios	Mineral
Colco	Cundinamarca	1	
Ingetierras Ltda	Antioquia	2	Material de construcción
Cementos Argos S.A.	Boyacá	6	
Salomón Melo	Atlántico	1	
A & G	Cesar	1	Material de construcción
Minas Paz del Río	Cundinamarca	3	
Clara Camargo	Boyacá	1	
Cerrejón	Guajira	13	Carbón

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

3.2.1.2.8. Contrato de administración parafiscal de la esmeralda

El 25 de agosto de 2004, el Ministerio de Minas y Energía suscribió un contrato con la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia, Fedesmeraldas, cuyo objeto consiste en la administración del Fondo Nacional de la Esmeralda, a través de una fiduciaria vigilada por la Superintendencia Financiera, el cual está constituido por los recursos provenientes del recaudo de la contribución parafiscal de la esmeralda a cargo de los exportadores de esmeraldas sin engastar, establecida por el artículo 101 de la ley 488 de 1998, reglamentado por el Decreto 2407 de 2000; la cual se liquida con una tasa del uno por ciento (1%) sobre el valor en moneda extranjera que debe ser reintegrado por cada exportación de esmeraldas sin engastar.

El Fondo Nacional de la Esmeralda tiene un comité de dirección conformado por cinco (5) miembros, en el cual el Gobierno Nacional está representado por dos (2) miembros, los cuales corresponden uno al Director General del Instituto Colombiano de Geología y Minería, Ingeominas (hoy Servicio Geológico Colombiano) o su delegado, y el otro al Director del Servicio Nacional de Aprendizaje, SENA, o su delegado.

Los recaudos del fondo parafiscal de la Esmeralda para el año 2011 correspondieron a la suma de \$ 2.588'935.169,71, los cuales han sido administrados por esta Federación a través de un encargo fiduciario con Fiducoldex.

No obstante, debido a la reestructuración funcional de la institucionalidad minera, el Ministerio de Minas y Energía delegó su representación a partir de junio de 2012 en el Director de Formalización Minera, cuyas funciones apuntan directamente a los objetivos del Fondo.

3.2.1.2.9. Seguridad y Salvamento Minero

- Adopción y divulgación de la Política Nacional de Seguridad Minera

El Ministerio de Minas y Energía por Resolución No 018-1467 del 7 de septiembre de 2011, estableció y adoptó la “Política Nacional de Seguridad Minera”, en la que se determinan los pilares para el mejoramiento de la seguridad minera en el país, y define los lineamientos técnicos y operativos para prevenir al máximo la ocurrencia de accidentes y la muerte de trabajadores mineros en los mismos. Una vez se adoptó la política se inició con la divulgación de la misma en los siguientes eventos:

Tabla 12. Eventos de seguridad y salvamento minero

Eventos de seguridad y salvamento minero ciudad	Departamento	Fecha de realización	Evento
Rionegro	Antioquia	14 de julio 2011	seminario Internacional Sobre Evaluación de Riesgos
Valledupar	Cesar	28 de julio 2011	II Encuentro de Titulares y Empresarios Mineros
Maripí	Boyacá	19 de agosto 2011	Inauguración del Punto de Apoyo y Salvamento Minero en la Empresa Santa Rosa

Continúa ►

► Continúa: Tabla 12. Eventos de seguridad y salvamento minero

Eventos de seguridad y salvamento minero ciudad	Departamento	Fecha de realización	Evento
Guachené	Cauca	20 de agosto de 2011	Foro Ambiental, Minero y Agrícola
Medellín	Antioquia	1 de Septiembre	Feria Minera
Arcabuco, Paipa y Sogamoso	Boyacá	5 al 7 de septiembre de 2011	Formación de veedores ciudadanos Contraloría General de la República
El Paso, Becerril, Chiriguaná, La Jagua y Valledupar	Cesar	25 al 28 de octubre de 2011	Formación de Veedores Ciudadanos Contraloría General de la República
Bogotá D.C.	Distrito Capital	18 de noviembre de 2011	Seminario Prevención de Riesgos en Minas de Carbón
Segovia	Antioquia	15 al 18 de noviembre de 2011	Seminario de Eficiencia Energética
Cúcuta	Norte de S.	24 de noviembre de 2011	Primer Encuentro Empresarial Minero
Palermo	Huila	12 y 13 de diciembre de 2011	Foro Minero para la prosperidad
Paipa	Boyacá	16 de marzo de 2012	Congreso Internacional de Minería

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

- Visitas técnicas de seguridad

Se continuó con el Plan de Inspección Inmediata de Seguridad Minera a la minas de carbón de los departamentos de Norte de Santander, Cundinamarca y Boyacá, para verificar el cumplimiento de cinco reglas vitales, establecidas en el Reglamento de Seguridad en la Labores Subterráneas. A 31 de diciembre de 2011 se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 13. Visitas de seguridad

Minas visitadas	Títulos mineros	Minas en condiciones adecuadas	Minas suspendidas	Minas clausuradas	Minas inactivas	Minas cerradas por ilegales
1232	384	376	582	91	133	70
%	-	30	46	7	11	6

Fuente: Servicio Geológico Colombiano y agencia Nacional de Minería

- Labores interinstitucionales

Se dio continuidad al Convenio Marco Interadministrativo de Cooperación No. 41 de 2011, lográndose:

- Implementación de una cultura interinstitucional generando la articulación entre las entidades involucradas, permitiendo que se iniciara la implementación de la Política Nacional de Seguridad Minera en el país.
- Unificación de los instrumentos para la captura de información en las inspecciones técnicas de fiscalización.
- Realización de jornadas de sensibilización a los mineros en los municipios de Cucunubá y Guachetá, departamento de Cundinamarca, las cuales estuvieron a cargo de ARP- POSITIVA y el SENA.
- La formación complementaria de 2.312 mineros en los departamentos de: Cundinamarca, Boyacá, Norte de Santander, en temas relacionados con seguridad minera, salud ocupacional, supervisión minera e instalaciones eléctricas en minas bajo tierra.

- Actividades de prevención

En el marco del Convenio Interadministrativo No. 059 del 2011 suscrito entre el antiguo INGEOMINAS, hoy Servicio Geológico Colombiano y el Ministerio de Minas y Energía, entre los meses de diciembre de 2011 y enero de 2012, se capacitaron trabajadores mineros y profesionales de las regiones en las que se localizan las estaciones de apoyo y salvamento minero del Servicio Geológico Colombiano en temas relacionados con salvamento minero, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 14. Actividades de prevención

Estación	Formación de Socorredores Mineros	Formación Auxiliares Salvamento Minero	Actualización de Socorredores y Auxiliares de Salvamento Minero	Cursos profundización para Socorredores y Auxiliares en Salvamento Minero			Total
				Primeros auxilios (nivel básico) y Curso de Trauma	Recate Vertical	Sistema Comando de incidentes	
EASM Ubaté	12	23	17	11	11	11	85
EASM Jamundí	17	10	7	10	10	10	64
EASM Nobsa	14	13	13	16	16	16	88
EASM Cúcuta	11	16	11	9	9	9	65
EASM Amagá	12	13	13	19	19	19	95
Total	66	75	61	65	65	65	397

Fuente: Servicio Geológico Colombiano y agencia Nacional de Minería

- **Transferencia de tecnología en temas de seguridad**

A través del Contrato Interadministrativo entre el Servicio Geológico Colombiano, la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín y el Ministerio de Minas y Energía, entre los meses de enero y febrero de 2012, se desarrollaron 5 seminarios con expertos nacionales, 2 dirigidos a personal de dirección y supervisión de labores subterráneas de carbón, y los 3 restantes para personal de dirección y supervisión de minería subterránea de oro.

Así mismo en los meses de mayo y junio de 2012, se efectuaron 4 seminarios con expertos internacionales, 2 en captura y manejo de gas metano, dirigidos a minería de carbón y 2 en la seguridad minera relacionada con las utilidades del negocio, dirigidos a personal de todos los minerales. Estos se efectuaron en el primer semestre del 2012 y sus resultados fueron:

Tabla 15. Seminarios realizados

Seminarios con expertos nacionales				
Lugar	Intensidad	Tema	Mineral	Asistentes
Cúcuta	40	Seguridad minera	Carbón	49
Paipa	40	Seguridad minera	Carbón	35
Remedios	16	Seguridad minera	Oro	52
Manizales	16	Seguridad minera	Oro	34
Pasto	16	Seguridad minera	Oro	33
Subtotal				203
Seminarios con expertos internacionales				
Cúcuta	16	Captura y manejo de gas metano	Carbón	36
Bogotá	16	Captura y manejo de gas metano	Carbón	35
Medellín	16	La seguridad relacionada con las utilidades del negocio	Todos los minerales	31
Bogotá	16	La seguridad relacionada con las utilidades del negocio	Todos los minerales	38
Subtotal				140
Total				343

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

- **Revisión de la reglamentación de seguridad e higiene minera**

El Ministerio de Minas y Energía, junto con el antiguo Ministerio de la Protección Social, escindido en Ministerio del Trabajo y Ministerio de Salud y Protección Social, llevaron a cabo la revisión y actualización del Reglamento de Seguridad en las Labores Subterráneas, obteniéndose el proyecto de Reglamento de Seguridad en las Labores Subterráneas, el cual fue notificado a través del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, a la Organización Mundial del Comercio - OMC, y a la Comunidad

Andina de Naciones con el fin que manifiesten si este reglamento contiene disposiciones que restrinjan la actividad comercial. Una vez las mencionadas entidades remitan las observaciones respectivas, el reglamento será firmado por los ministros de Minas y Trabajo, respectivamente.

3.2.1.3. Información Geológica Minera de Libre y Fácil Acceso

El Servicio Geológico Colombiano para cumplir con la misión institucional “Realizar investigación científica, básica y aplicada del potencial de recursos del subsuelo; adelantar el seguimiento y monitoreo de amenazas de origen geológico; administrar información del subsuelo garantizar la gestión segura de los materiales nucleares y radioactivos del país; coordinar los proyectos de investigación nuclear, adelanta 5 proyectos de inversión, de los cuales destacamos el objetivo estratégico de generación y actualización de la investigación y de la cartografía geológica: llevando a cabo proyectos en tres líneas temáticas fundamentales.

- Cartografía geológica y muestreo geoquímico.
- Investigación geológica.
- Actualización y soporte geológico.

De acuerdo con la Subdirección de Geología Básica, principalmente se ha realizado 41.700 km² de cartografía geológica y muestreo geoquímico lo que equivale al 52% de avance de la cartografía geológica del país.

Se realizó la segunda edición del Mapa Geológico de Colombia a escala 1:1.000.000 en español e inglés y el Atlas Geológico de Colombia a escala 1:500.000.



En investigaciones paleontológicas y bioestratigrafías, las actividades se concentraron en el análisis, de terminación y/o datación de 133 restos fósiles, en el estudio y caracterización de 239 muestras de ammonioideos para construcción de esquema biozonal para el Cretácico Inferior; en investigación paleontológica de las sucesiones calcáreas de la Formación Ciénaga de Oro, Departamento de Córdoba y de una localidad fosilífera en desaparición en el departamento de Boyacá.

En la Subdirección de Recursos del Subsuelo uno de los principales logros fue la evaluación de zonas con estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos de minerales estratégicos, eligiendo zonas de conocimiento geológico tipo I, II y III, siendo esta la base para la definición de áreas con potencial de recursos minerales

y la declaratoria de Áreas Estratégicas Mineras, de acuerdo con la resolución del Ministerio de Minas y Energía, No. 18 0241 de febrero de 2012.

Se obtuvo el modelo hidrogeológico en la zona sur del Eje Cafetero, en una área de 1.825 km² en el departamento del Quindío, así como también en la alta Guajira donde se obtuvo la información geológica y geoelectrica en una área de 260 km² en la zona desértica de Siapana – Monserrate – Aulechith y Puerto López, zonas estas habitadas con mayoría de la población indígena.

Los aspectos más importantes y relevantes de los proyectos de la Subdirección de Amenazas Geológicas, han sido la evaluación de amenazas por movimientos en masa, escala 1:100.000 e inventario de movimientos en masa a nivel nacional, el proyecto piloto en Soacha de zonificación de amenaza por en masa por actividad minera, en el último año se instalaron 86 nuevas estaciones de vigilancia volcánica para llegar a tener 158 estaciones telemétricas y 145 estaciones no telemétricas y en la Red Sismológica Nacional de Colombia se completaron 35 estaciones satelitales con la instalación de las estaciones de San Jacinto (Bolívar), Codazzi (Cesar), Yotoco (Valle del Cauca), San José del Palmar (Chocó) y Zaragoza y Puerto Berrío (Antioquia).

3.2.2. Líneas de fiscalización del aprovechamiento minero

3.2.2.1. Procesos efectivos de recaudo, liquidación, distribución y giro de regalías

La entrada en vigencia del Acto Legislativo 05 de 2011, reglamentado en forma transitoria por el Decreto 4923 de 2011, introdujo cambios en el proceso del manejo y administración de los recursos de regalías, para la entidad como responsable de este proceso, que con anterioridad tenía a cargo el recaudo, la distribución y transferencia de los recursos hacia los beneficiarios, al establecerse que continúa con el recaudo pero debe realizar en forma directa la transferencia de la totalidad de los mismos, ahora al Ministerio de Hacienda y Crédito Público quien será el responsable de la transferencia a los beneficiarios de los recursos de regalías y compensaciones.

De otro lado, se tienen cambios en la distribución de algunos de los beneficiarios tales como el hecho de que la autoridad minera dejó de percibir recursos importantes respecto de las compensaciones por carbón así como la asignación del 2,5% de los recursos que se descontaban de los recursos de que eran beneficiarias las entidades territoriales.

En el esquema de este nuevo procedimiento también se presentaron cambio al establecerse en el Decreto 4923 de 2011 que la entidad responsable de la fiscalización debe hacer entrega en el año inmediatamente anterior de las proyecciones de los recursos que se espera generen las regalías y compensaciones de los recursos naturales a su cargo, así como la determinación de los recursos que por concepto de asignaciones directas corresponderán a las entidades territoriales y algunos beneficiarios como las corporaciones.

El impacto con respecto a la autoridad minera de los recursos que deja de percibir en forma directa por la regalías, puede deducirse de las cifras que le correspondieron en el período en el que ha venido ejerciendo esta función, los cuales se esperaría sean sustituidos o bien con el presupuesto de la Nación o con el acceso a recursos que el nuevo esquema ha planteado para las entidades que tienen a cargo la función de recaudo de los recursos.

3.2.2.2. Precio base para liquidación de regalías

La UPME elaboró y publicó con frecuencia trimestral las resoluciones mediante las cuales se fijan los precios base de liquidación de regalías.

2011

- Resolución 0324 de julio 8 de 2011
- Resolución 0527 de septiembre 28 de 2011
- Resolución 0763 de diciembre 28 de 2011

2012

- Resolución 0141 de marzo 29 de 2012

3.2.2.3. Procesos efectivos de fiscalización integral de la actividad minera

Las funciones de fiscalización tienen como objetivo estratégico la verificación y el control del cumplimiento de las obligaciones técnicas, económicas y legales contraídas por parte de los beneficiarios de los diferentes títulos y contratos mineros con el Estado.

Con el fin de buscar mayor eficiencia en la administración del recurso minero, mediante el Decreto 4134 del 3 de noviembre de 2011, se creó la Agencia Nacional de Minería (ANM), como agencia estatal de naturaleza especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de ejercer las funciones de autoridad minera o concedente en el territorio nacional; administrar los recursos minerales del Estado y conceder derechos para su exploración y explotación; celebrar y hacer seguimiento a los contratos de concesión y demás títulos mineros, cuando le sea delegada esa función por el Ministerio de Minas y Energía; liquidar, recaudar, administrar y transferir las regalías y otras contraprestaciones y fomentar la seguridad minera y coordinar y realizar las actividades de salvamento minero, entre otras funciones.

El Ministerio de Minas y Energía como autoridad minera nacional, y de conformidad con lo establecido en la Ley 1530 de 2012 posee la función de fiscalizar la exploración y explotación de los recursos naturales no renovables. Teniendo en cuenta que el Ministerio no cuenta actualmente con la infraestructura necesaria para el cumplimiento de dicha función, mediante la Resolución No. 18 0876



**AGENCIA NACIONAL DE
MINERÍA**

del 7 de junio de 2012 delegó en la Agencia Nacional de Minería - ANM, la función de fiscalización, seguimiento y control de los títulos mineros para la exploración y explotación de yacimientos minerales en el territorio nacional excepto en la jurisdicción y competencia que por delegación se ha efectuado en las Gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander. La función delegada también comprende la fiscalización, seguimiento y control de los títulos de Reconocimiento de Propiedad Privada y de Autorizaciones Temporales.

Vale la pena resaltar que el artículo segundo del Acto Legislativo No. 5 de 2011 establece que: “De los ingresos del Sistema General de Regalías, se destinará un porcentaje del 2% para fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, y el conocimiento y cartografía geológica del subsuelo. Este porcentaje se descontará en forma proporcional del total de los ingresos del Sistema General de Regalías... Las funciones aquí establecidas serán realizadas por el Ministerio de Minas y Energía o por la entidad a quien este delegue”

- **Fiscalización integral de títulos mineros**

Con el objetivo de realizar una fiscalización integral de los títulos mineros, bajo criterios unificados en todo el territorio nacional, que cubra entre otros la verificación de los aspectos técnicos y económicos con énfasis en la seguridad minera, de una forma focalizada y especializada, con rigor técnico, personal altamente calificado y la duración suficiente, el Servicio Geológico Colombiano suscribió el convenio No. 211045 con el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo FONADE, con el fin de realizar el proceso de contratación de las actividades de apoyo a la fiscalización integral de la minería en Colombia, lo que permitirá ejercer un mayor y mejor control de las actividades mineras en el país, y por esta vía promover la institucionalización de un sector minero sostenible.

De otro lado, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, se realizó el “Proyecto de Diseño de un Instrumento Integrado para la Realización de Visitas Técnicas de Fiscalización con Énfasis en Seguridad e Higiene Minera”, a través del cual se obtuvo un documento de análisis de los instrumentos, protocolos y formularios utilizados para la captura de información sobre seguridad minera, elaborados por Ingeominas y las Gobernaciones delegadas, y una propuesta de formato para visita de seguridad e higiene minera con su respectivo instructivo.

3.2.2.4. Programa de Formalización Minera



La demanda creciente de minerales a nivel mundial, ha generado un incremento en las explotaciones mineras en países con reservas potenciales de diverso tipo como Colombia. En muchas ocasiones estas explotaciones son anti técnicas e irracionales, indiscriminadas y sin planeamiento minero alguno, generando pérdidas significativas de las reservas explotables y deterioro de yacimientos. La falta de conocimiento de los trabajadores mineros en aspectos relacionados con su actividad, hacen de esta un trabajo de alto riesgo para la salud de los que en ella intervienen, de poca aceptación entre la comunidad que se encuentra en su entorno y de baja aplicación de conocimientos empresariales,

que afectan de una u otra manera la competitividad del sector.

Sin lugar a dudas, durante mucho tiempo, ciertas comunidades asentadas en territorios potencialmente ricos en recursos mineros, han venido desarrollando la actividad extractiva sin estar amparados por un título minero, lo que convierte sus explotaciones ante los ojos de la Ley, en una actividad ilegal. El artículo 14 del Código de Minas (Ley 685 de 2001) establece que “únicamente se podrá constituir, declarar y probar el derecho a explorar y explotar minas de propiedad estatal, mediante el contrato de concesión minera, debidamente otorgado e inscrito en el Registro Minero Nacional”. No obstante hoy día en el país, la gran mayoría de las Unidades de Producción Minera (UPM) desarrollan su actividad sin el amparo de un título, pese a que lo vienen haciendo desde hace ya largo tiempo y muchos de ellos han sido parte de varios programas que pretenden legalizar su actividad sin que, por diferentes motivos, lo hayan podido lograr.

Del censo minero realizado por el Ministerio de Minas y Energía, se detectaron las siguientes problemáticas:

- Nivel de ilegalidad en cerca del 63% en promedio.
- En minerales como carbón y no metálicos los trabajos sin título minero asciende al 60% y en oro al 85%.
- Altos niveles de informalidad empresarial.
- Baja implementación de acciones en seguridad, higiene y salud ocupacional.
- Alta informalidad laboral.
- Baja formación del recurso humano.
- Bajos niveles de información sobre la evolución del negocio a nivel nacional e internacional, por lo tanto no existe un programa a largo plazo.



Con el fin de mitigar el alto impacto social, económico y productivo del país por esta problemática, se ha trabajado en la formulación del Programa Nacional de Formalización Minera, el cual viene siendo liderado por la Dirección de Formalización Minera. Mediante este se busca que las comunidades mineras que vienen ejerciendo la actividad a pequeña escala trabajen bajo el amparo de un título y en condiciones de formalidad técnica y empresarial. Este programa buscará atender mineros tradicionales que se encuentran en proceso de legalizar su actividad mediante las herramientas definidas por el Código de Minas y asociaciones o comunidades mineras legalmente constituidas que trabajan bajo el amparo de un título, que ejercen la actividad a pequeña escala y que desarrollan dicha actividad en condiciones de informalidad.

El programa desarrollará 4 líneas de acción generales, a saber:

- **Minería bajo el amparo de un título:** Buscará generar condiciones para el desarrollo de los trabajos mineros tradicionales de pequeña escala en el marco de la legalidad.
- **Fortalecimiento asociativo y empresarial:** Estimular el desarrollo asociativo con estándares de formalidad empresarial.
- **Formación para el trabajo minero:** Fortalecer capacidades del capital humano para el desarrollo de la actividad minera.
- **Desarrollo y productividad minera:** Impulsar proyectos mineros sostenibles para mejorar las condiciones técnicas, económicas y sociales de la actividad a pequeña escala.

De igual manera se han venido desarrollando acciones puntuales que vienen sirviendo de insumo y que van en pro de la formalización de la pequeña minería del país:

- Realización de diálogos de formalización en zonas mineras de país.
- Acompañamiento en tres procesos de mediación entre concesionarios mineros y mineros tradicionales (Marmato, Taraira y la Uvita).
- Generación de información estadística y línea base de beneficiarios del programa basada en programas de legalización anteriores, amparos administrativos y procesos de mediación.
- Suscripción de convenios interinstitucionales (Unidad Administrativa especial de Organizaciones Solidarias, convenio 102 y 027 control contra la explotación ilícita de minerales, convenio 041 políticas de seguridad minera).
- Se han identificado herramientas normativas en el Código de Minas sobre las cuales se viene trabajando en su reglamentación con el fin de fomentar la formalización de actividad minera tradicional entre los que se destacan: Artículo 25. Cesión de áreas, Artículo 27. Subcontratos, Artículo 31. Áreas de Reserva Especial, Artículo 122. Zonas mineras indígenas, Artículo 131 Zonas Mineas de comunidades negras, Artículo 221. Contratos de operación y de asociación, Artículo 222 organizaciones de economía solidaria, Artículo 248. Proyectos mineros especiales, Artículo 353 promoción de la Minería, Artículo 106 y 112 Ley 1450 de 2011, Decreto 2715 y Artículos 13 y 151 de la Ley 1530 de 2012, entre otros.

A su vez, en una segunda fase, este programa contará con un banco de proyectos y un fondo de formalización, el cual tendrá como misión el financiamiento de proyectos de impacto productivo y minero a pequeña escala, buscando mejorar las condiciones de formalidad técnica y comercial de estos trabajos, y al cual podrán acceder grupos asociativos o comunidades con título minero y licencia ambiental que se encuentren inscritos en el banco de proyectos de formalización. El propósito es cofinanciar proyectos de transferencia tecnológica, tecnologías blandas, maquinaria, equipos e insumos por un monto no mayor a 500 smmv (250 millones de pesos).

El propósito fundamental en la ejecución de esta estrategia será mejorar la calidad de vida de las comunidades mineras del país y el desarrollo de una minería incluyente, técnica, sostenible y responsable.

3.2.2.5. Programa de Legalización de Minería de Hecho

El programa de legalización de minería de hecho fue ordenado por el artículo 165 de la Ley 685 de 2001, el cual 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:

Etapas: Estudio jurídico y de área libre de la solicitud presentada.

Etapas: Visita técnica conjunta de las autoridades minera y ambiental.

Etapas: Elaboración del plan minero (Plan de Trabajos y Obras, PTO) y plan ambiental (Plan de Manejo Ambiental, PMA).

Trámites de otorgamiento de la Concesión, en caso de no ser rechazada la Solicitud.

En las siguientes tablas se puede observar el avance del mismo:

Tabla 16. Programa de legalización ante gobernaciones delegadas Ley 685 de 2001

Gobernaciones Delegadas	I. etapa	II. etapa			III. etapa			IV. etapa			Archivadas
	Total Radicadas	Trámite para visitas	Visitas Realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En trámite de PTO y PMA	PTO aprobados	PMA aprobados	Para Firma de contrato	Contratos Suscritos	Contratos inscritos en el RMN	
Antioquia	195	0	90	48	4	25	25	0	1	7	163
Caldas	328	8	174	140	16	123	116	18	10	20	141
Cesar	88	0	73	40	0	40	39	0	33	33	55
Bolívar **	90	0	40	33	0	33	32	5	33	28	57
Boyacá	228		136	94		92	88	4	14	6	142
Norte de Santander	40	0	21	15	1	15	15	0	14	11	26
Total	969	8	534	370	21	328	315	27	105	105	584

Fuente: Gobernaciones delegadas, consolidado MME, información a 10 de mayo de 2012

**Teniendo en cuenta que la Gobernación Delegada de Bolívar ya no tiene la delegación de contratación y titulación minera, la información fue suministrada por el Servicio Geológico Colombiano.

**Tabla 17. Estado del programa de legalización
Ley 685 de 2001 Servicio Geológico Colombiano**

Delegada	I. etapa	II. etapa			III. etapa			IV. etapa			Archivadas
	Total Radicadas	Trámite para visitas	Visitas Realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En trámite de PTO y PMA	PTO aprobados	PMA aprobados	Para Firma de contrato	Contratos Suscritos	Contratos inscritos en el RMN	
Servicio Geológico Colombiano	2849	2	753	317	145	236	236	31	78	78	2454

Fuente: Servicio Geológico Colombiano, consolidado MME, información a 10 de mayo de 2012

Bajo la Ley 1382 de 2010, reglamentada por el Decreto 2715 del 2010 se tiene el siguiente informe de avance hasta abril de 2011:

**Tabla 18. Programa de legalización ante gobernaciones delegadas
Ley 1382 de 2010**

Delegada	I. etapa	II. etapa			III. etapa			IV. etapa			Archivadas
	Total Radicadas	Trámite para visitas	Visitas Realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En trámite de PTO y PMA	PTO aprobados	PMA aprobados	Para Firma de contrato	Contratos Suscritos	Contratos inscritos en el RMN	
Antioquia	478	20	0	0	0	0	0	0	0	0	45
Caldas	64	3	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Cesar	31	0	24		5						15
Bolívar **	158	8	0								150
Boyacá	153	10	4								41
Norte de Santander	4	0	3								2
Total	888	41	31	0	0	0	0	0	0	0	257

Fuente: Gobernaciones delegadas, consolidado MME, información a 10 de mayo de 2012

**Teniendo en cuenta que la Gobernación Delegada de Bolívar ya no tiene la delegación de contratación y titulación minera, la información fue suministrada por el Servicio Geológico Colombiano.

**Tabla 19. Estado del programa de legalización
Ley 1382 de 2010 Servicio Geológico Colombiano**

Delegada	I. etapa	II. etapa			III. etapa			IV. etapa			Archivadas
	Total Radicadas	Trámite para visitas	Visitas Realizadas	Con viabilidad minera ambiental	En trámite de PTO y PMA	PTO aprobados	PMA aprobados	Para Firma de contrato	Contratos Suscritos	Contratos inscritos en el RMN	
Servicio Geológico Colombiano	2203	3	4								1222
Total	2203	3	4	0	0	0	0	0	0	0	1222

Fuente: Servicio Geológico Colombiano, consolidado MME, información a 10 de mayo de 2012

Con el fin de lograr que un mayor número de mineros tradicionales puedan acceder al programa de legalización establecido en el artículo 12 de la Ley 1382 y de esta manera trabajen bajo el amparo de un título minero, actualmente, están siendo modificados los capítulos I y II del Decreto 2715 de 2010.

3.2.2.6. Programa Integral de Control a la Ilegalidad

El Ministerio de Minas y Energía suscribió el convenio 027 de 2007, con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial-MAVDT (Hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible), Fiscalía, Procuraduría e Ingeominas (Hoy, Agencia Nacional de Minería), con el propósito de aunar esfuerzos para controlar de manera integral la ilegalidad minera en el territorio colombiano.

Dentro de éste, se cuenta con un grupo de trabajo donde mensualmente se analiza la situación de diversas zonas del país, se evidencia la presencia de grupos dedicados a la explotación ilícita de minerales y a la generación de deterioro ambiental ocasionado por la mala práctica en la obtención de minerales, y se determinan las acciones, entre las cuales se resaltan las operaciones de suspensión de actividades de explotación y el inicio de procesos judiciales en contra de quienes actúan dentro del ilícito.

Adicionalmente, se han implementado otras estrategias fundamentales que le han permitido al Gobierno controlar las explotaciones mineras ilegales, como:

- Capacitación

Respecto a las capacitaciones sobre control de la explotación ilícita de minerales, normatividad existente, competencias, enfocados a la comunidad, se realizaron las siguientes:

Tabla 20. Capacitaciones sobre control de la explotación ilícita de minerales

Capacitación/Divulgación	Fecha	Municipio	No. de Personas Beneficiadas
Taller Corporación Autónoma del Huila (Autoridades y mineros).	28 de febrero de 2011	Neiva-Huila	20
Taller Campoalegre Huila (Mineros de la zona)	06 de abril de 2011	Campoalegre-Huila	99
Taller Santander de Quilichao (Comunidades y mineros)	06 de mayo de 2011	Santander de Quilichao-Cauca	20
Normatividad Minero-Ambiental (Ejército Nacional, Armada Nacional, Policía Nacional)	06 de agosto de 2011	Amazonas	26
Total			165

Fuente: DIJIN -DICAR – Policía Nacional

Es necesario resaltar que este Ministerio ha capacitado adicionalmente a 544 personas sobre acciones para enfrentar la explotación ilícita de minerales, principalmente alcaldes, policía y fuerzas militares.

- Operativos

En el marco del Convenio 027 de 2007 y del convenio 102 de 2011, se vienen realizando operativos de cierre y suspensión de explotación ilícita de minerales.

De igual manera es importante precisar que de acuerdo con lo establecido en el Código de Minas, artículos 161 y 306, y Código Penal en su artículo 338, la obligación del control a la explotación de minerales sin título minero, es obligación de los alcaldes municipales, quienes están facultados por competencia, efectuar suspensiones, decomiso de minerales que se transporten o comercien y que no se hallen amparados por factura o constancia de las minas de donde provengan, entre otras y remitir a la autoridad penal correspondiente.

Estas acciones se han realizado con la Coordinación con la Fiscalía, la Policía Nacional-Dirección de Carabineros-DICAR, en compañía de las autoridades mineras, ambientales, aduaneras y judiciales a nivel central o regional.



**Tabla 21. Resumen operaciones de control a la explotación ilícita de minerales
Años 2011 - 2012**

Detalles de intervención	2011	Hasta 14 junio de 2012
Casos de Explotación ilícita	293	254
Minas intervenidas	338	389
Minas Suspendidas	285	235
Capturas	1276	1050
Decomiso o incautación de retroexcavadoras	160	238
Decomiso o incautación de Motobombas	117	127
Decomiso o incautación de Buldócer	1	14
Decomiso o incautación de Dragas	63	71
Motores	151	126
Molinos	2	12
Clasificadora Minera	26	43
Planta Eléctrica	7	10
Trituradora	1	4
Compresores	13	8
Camión	8	17
Campero	1	0
Lanchas	4	2
Volquetas	50	128
ACPM (Gls)	11.481	5677
Gasolina (Gls)	202	362
Oro (Kg)	3	1

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

- Revisión normativa

La Ley 1382 de 2010 posibilitó la legalización de minería tradicional, para lo cual el Ministerio de Minas y Energía a través de Ingeominas y las Gobernaciones Delegadas de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander, viene adelantando este programa, el cual busca legalizar la actividad minera de los grupos y de las asociaciones de minería tradicional que exploten minas de propiedad estatal sin título inscrito en el Registro Minero Nacional y que acrediten los siguientes dos (2) requisitos: a) que los trabajos mineros se han adelantado en forma continua durante cinco (5) años a través de la documentación técnica y comercial y b) una existencia mínima de diez (10) años anteriores a la vigencia de la Ley 1382 de 2010. Para efecto de la legalización de que trata el artículo 12 de la Ley 1382 de 2010, la acreditación de los cinco años de actividad continua se empezará a contar desde antes del 17 de agosto de 2001, fecha de entrada en vigencia de la Ley 685 de 2001.



Adicionalmente, en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo, Ley 1450 de 2011, los siguientes artículos, establecen algunas medidas que buscan la prevención, el control y la erradicación de la explotación ilícita de minerales:

Artículo 106°. CONTROL A LA EXPLOTACIÓN ILÍCITA DE MINERALES. A partir de la vigencia de la presente ley, se prohíbe en todo el territorio nacional, la utilización de dragas, minidragas, retroexcavadoras y demás equipos mecánicos en las actividades mineras sin título minero inscrito en el Registro Minero Nacional.

El incumplimiento de esta prohibición, además de la acción penal correspondiente y sin perjuicio de otras medidas sancionatorias, dará lugar al decomiso de dichos bienes y a la imposición de una multa hasta de mil salarios mínimos legales mensuales vigentes, que impondrá la autoridad policiva correspondiente. El Gobierno Nacional reglamentará la materia.

Las solicitudes que actualmente se encuentren en trámite para legalizar la minería con minidragas a que se refiere el artículo 30 de la Ley 1382 de 2010, serán rechazadas de plano por la autoridad minera.

Parágrafo. El Gobierno Nacional reorganizará los municipios verdaderamente explotadores de oro y tomará medidas para aquellos municipios que usurpan y cobran por conceptos de regalías en esta materia sin tener derechos por este concepto; igualmente aquellos excedentes que se demuestren del resultado del uso indebido de estas regalías serán utilizadas como indexación e indemnización a los municipios afectados por la minería ilegal de acuerdo a la reglamentación que para tal efecto expida el Gobierno Nacional.

Artículo 107. Es deber del Gobierno Nacional implementar una estrategia para diferenciar la minería informal de la minería ilegal. Deberá, respetando el estado Social de Derecho, construir una estrategia que proteja los mineros informales, garantizando su mínimo vital y el desarrollo de actividades mineras u otras actividades que le garanticen una vida digna.

Igualmente, en dicha ley se derogó el parágrafo 2 del artículo 12 y el artículo 30 de la Ley 1382 de 2010, los cuales tratan sobre el control a la explotación ilícita de minerales y una estrategia para diferenciar la minería informal de la minería ilegal.

Con relación al cumplimiento de éste artículo, el Gobierno Nacional, para desarrollar la estrategia que apoye al minero informal, decidió realizar la reestructuración de la institucionalidad del sector minero, un proceso que está en plena implementación.

En concordancia con esta nueva institucionalidad, el Ministerio de Minas y Energía viene trabajando en la estructuración e implementación del Programa Nacional de Formalización Minera, cuyo objetivo entre otros, es lograr que la mayor cantidad de comunidades que tienen sus trabajos mineros y que vienen ejerciendo su actividad de tiempo atrás, formalicen su actividad bajo el amparo de un título, ya sea a través de un contrato de concesión de legalización, una cesión de área, cesión de derechos, contratos de operación, subcontratos, entre otros, contempladas en la Ley 685 de 2001 y la Ley 1382 de 2010, algunos de estos a través de la mediación con los respectivos titulares mineros.

Por otra parte, todos aquellos explotadores mineros ilícitos que no son susceptibles de la Formalización y que por el contrario actúan en contra del mejoramiento de sus actividades sin intención de legalizarse y entrar a hacer parte de la estructura legal de la minería, serán susceptibles de control por parte de las autoridades competentes.

- **Mecanismos de Coordinación**

Los mecanismos de coordinación han consistido en articular el sector de minas con los sectores de ambiente, defensa y la rama judicial del poder público, a través de la Fiscalía General de la Nación, para coadyuvar en el control a las explotaciones mineras ilegales.

La articulación se realiza a través del convenio 027 por la Secretaría Técnica del mismo. A continuación los mecanismos de Gestión:

- El Ministerio de Minas y Energía redactó un instructivo de la minería legal que pretende ilustrar respecto al esquema institucional y legal con base en el cual se desarrolla la actividad minera en Colombia, particularmente, para identificar los documentos válidos que pueden ser exhibidos por un explotador en los operativos de cierre por explotación ilícita de minerales.
- Como parte de este proceso de gestión se recomendó a la Fiscalía General de la Nación desde el año 2010, la conformación de una Unidad Especializada en Delitos Mineros y Ambientales. En la actualidad la iniciativa está en marcha en dicha entidad.
- Se suscribió el convenio interadministrativo 102 de 2011 el cual tiene como objeto “Aunar esfuerzos técnicos, humanos, financieros y logísticos entre el Ministerio de Minas y Energía (MME), el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), y la Policía Nacional - Dirección de Carabineros y Seguridad Rural (DICAR), con la participación del Fondo Rotatorio de la Policía (FORPO) ejecutor de los recursos económicos para el desarrollo de acciones de prevención control y erradicación de la minería ilegal, con el fin de proteger los recursos naturales y el medio ambiente y de elevar el nivel de productividad y competitividad de las explotaciones mineras.”

Dentro de las actividades a desarrollar dentro de este convenio se encuentran, capacitaciones y divulgación de la normatividad minera y ambiental, y el apoyo a la ejecución de operativos.

- Actualmente se viene trabajando conjuntamente con diferentes entidades del nivel nacional, en la elaboración del documento Conpes de erradicación de explotación ilícita de minerales, el cual se está trabajando por iniciativa del Ministerio de Minas y Energía.

El Conpes se enmarca en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 “Prosperidad para Todos”, en el capítulo “Desarrollo Minero y expansión energética”, en el subcapítulo “Fortalecimiento institucional minero para su desarrollo sostenible: Minería competitiva, responsable y productiva”.

Con el mismo se busca dar recomendaciones de control a la explotación ilícita de minerales y señalar acciones para que la extracción, beneficio y transformación de recursos minerales en el país se realice en un marco de legalidad y de desarrollo responsable en términos técnicos, sociales y ambientales. En ese sentido se pretende disminuir el número de explotaciones ilícitas de minerales en el territorio nacional con el fin de generar condiciones de gobernabilidad y confianza, controlar y mitigar los impactos ambientales que se puedan presentar producto dichas explotaciones, las cuales se adelantan sin ningún control, evitar el deterioro de los yacimientos ocasionado por estas explotaciones anti técnicas, disminuir la competencia desleal, y la mala imagen que esta actividad ilícita le está acarreado a la industria minera y desestimular la presencia, en el futuro, de nuevas explotaciones ilícitas de minerales.

3.2.3. Líneas para promover el mejoramiento de la productividad y competitividad en la minería

3.2.3.1. Agenda para la modernización de la minería tradicional

El proyecto de inversión denominado “Mejoramiento de la productividad y competitividad del sector minero colombiano”, enfocado en la minería de pequeña y mediana escala, busca elevar el nivel de productividad y competitividad de las explotaciones mineras tradicionales legales existentes en el territorio nacional, para con ello mejorar la rentabilidad social de la industria minera colombiana.

Parte de los proyectos mineros existentes son ejecutados por un reducido número de empresas que adelantan sus explotaciones utilizando tecnología de punta, altos estándares de calidad en sus procesos, que cumplen con la normatividad vigente en lo minero y ambiental, seguridad social, generando empleos bien remunerados y progreso para las regiones a través del pago de regalías y esquemas de responsabilidad social y empresarial.

Así mismo, existe un buen número de explotadores que si bien, como los anteriores, cuentan con el contrato de concesión minera y licencia ambiental, presentan dificultades para su operación, ya sea por falta de tecnología, infraestructura o recursos económicos, pero que por estar bajo el seguimiento del Estado, son susceptibles de mejorar sus condiciones a través de instrumentos eficaces de política estatal. Estas explotaciones mineras se caracterizan por su baja productividad, debido en gran parte a que se realizan con una serie de dificultades que no les permiten lograr un crecimiento con buenos niveles de productividad y competitividad. Básicamente, algunas de estas dificultades son las siguientes:

- Los niveles de desarrollo tecnológico con que se realizan son muy bajos, inexistente o deficiente planeación minera y no les permite aprovechar óptimamente el recurso minero, abren o inician indiscriminadamente excavaciones con productividad y niveles de producción muy bajos utilizando técnicas artesanales para el arranque y transporte del mineral.
- Los mineros no tienen buen conocimiento de mercados internacionales, venden sus productos a intermediarios locales y sus márgenes de utilidad son bajos.
- No cuentan con capital de trabajo y tampoco tienen acceso a créditos o recursos de inversión.
- Predomina la individualidad y en consecuencia se tienen muy bajos niveles de asociatividad y



su estructura organizacional es débil. En la mayoría de las explotaciones de pequeña minería prácticamente no se puede asegurar la existencia de organización empresarial, pues los mineros o empresarios lo hacen más como un medio de conseguir ingresos para satisfacer las necesidades básicas que como una forma de organizar empresas mineras con proyecciones a mediano y largo plazo. En algunas regiones la actividad minera la alternan con otras actividades económicas como la agricultura, el comercio y otras propias de la región.

- Mucha de la actividad minera se realiza ilegalmente sin permisos mineros y ambientales generando, entre otros, deterioro ambiental de las áreas de influencia.
- Conflictos de la actividad minera con los usos del suelo establecidos en los planes de ordenamiento territorial.

Con el propósito de superar dichas dificultades, desde el año 2007 el Ministerio de Minas y Energía viene ejecutando la política de mejoramiento de la productividad y competitividad que tiene como objetivo principal el de mejorar la rentabilidad social de la industria minera, basada en explotaciones técnicas, generadoras de empleo, que desarrollen su actividad con altos niveles de seguridad industrial y salud ocupacional, aprovechando racionalmente los yacimientos, dando valor agregado al producto minero, de tal forma que se mejore el bienestar social de los trabajadores y de las comunidades donde se desarrollan los proyectos mineros de pequeña y mediana escala de producción.

Uno de los pilares de la política de mejoramiento de la productividad y competitividad minera nacional, es el especial énfasis que en aspectos de la asociatividad debe hacerse para tener un referente organizativo de la actividad minera en el país, con miras a agrupar las diversas variables asociadas a la estructura productiva y competitiva minera que se presenta en el territorio nacional. Este trabajo motivó que en el año 2010 el Ministerio de Minas y Energía llevara a cabo el proceso de contratación del “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”.

En dicho proceso, que finalizó en diciembre de 2011, se involucraron 28 grupos asociativos a los cuales se les realizó además del diagnóstico arriba mencionado, unas acciones de corto plazo, como capacitaciones en temas específicos del manejo técnico, empresarial, social y Ambiental.

Adicionalmente, se entregaron perfiles de proyectos para cada grupo asociativo, elaborados para lograr un mejoramiento productivo sostenible, con la oportunidad de ser incluidos en los planes de desarrollo municipal y departamental y confiados a los líderes de los grupos asociativos, empoderados a lo largo de la implementación del proyecto de intervención y con la necesidad de ser apoyados por la institucionalidad minera reestructurada.

3.2.3.2. Proyectos de Fomento Minero

Para el año 2011, el Ministerio de Minas y Energía dentro de la función de conceptuar acerca de la viabilidad técnica y financiera para los proyectos que solicitan recursos de financiación del Fondo Nacional de Regalías se analizaron y se les otorgó el concepto favorable a los siguientes proyectos:

Tabla 22. Proyectos de fomento minero viabilizados 2011

Proyecto	Solicitado FNR	Asignación de recursos del FNR	Pendiente de asignación de recursos del FNR
Fortalecimiento del Sistema de Salvamento Minero para el mejoramiento de la competitividad del sector minero a nivel nacional	\$12.852.768.740	SI	
Implementación de un Centro de Desarrollo Minero para carbón en la zona norte del Departamento de Cundinamarca	\$11.508.035.162		SI
Mejoramiento de las vías terciarias en zonas de influencia minera en los municipios de Cacota, Durania, San Cayetano, Chinácota, Bochalema y El Zulia en Norte de Santander	\$3.199.435.183		SI
Mejoramiento de las vías de carbón en los municipios Cúcuta, Salazar, Sardinata y San Cayetano en Norte de Santander	\$1.677.683.120		SI
Total	\$29.237.922.205		

Fuente Ministerio de Minas y Energía

3.2.3.3. Estrategia de financiamiento para el Sector Minero

El Ministerio de Minas y Energía adelantó una serie de acciones para progresar en la estrategia de financiamiento para el sector minero y específicamente para mejorar la productividad de las explotaciones de mediana y pequeña escala. Entre otras acciones que se ejecutaron se encuentran las siguientes:

Por petición del Ministerio de Minas y Energía, la Financiera para el Desarrollo Nacional (anteriormente Financiera Energética Nacional – FEN) contrato un estudio denominado “Pequeña y mediana minería de carbón del interior del país: alternativa de comercialización y financiación a partir de la conformación de alianzas estratégicas” y cuyos objetivos fueron los siguientes:

- Caracterización de la pequeña y mediana minería de carbón que se desarrolla en el interior del país, tanto de la actividad en sus diferentes fases, como de la población involucrada directamente en ella.
- Revisión de los actuales esquemas y arreglos de comercialización con miras a proponer soluciones que permitan una balanceada distribución de la rentabilidad del negocio a lo largo de la cadena y un mayor bienestar para quienes desarrollan la actividad.
- Revisión de los actuales esquemas de financiación con el objetivo de proponer mecanismos alternativos para sustentar mayores niveles de inversión y una mejora de las condiciones técnicas, ambientales y de seguridad industrial en las que se desarrolla la actividad.

Este estudio ha permitido diseñar instrumentos de política sirviendo de base para la formulación de Programa Nacional de Formalización Minera en varios de sus aspectos más importantes.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía organizó y llevó a cabo cinco eventos que se denominaron “Brigadas de Crédito Minero”, los cuales se desarrollaron en Sogamoso octubre 7 de 2011, Ubaté octubre 21 de 2011, Amagá noviembre 4 de 2011, Cúcuta noviembre 18 de 2011 y Quibdó diciembre 2 de 2011.

El objetivo de este ejercicio fue “Exponer la oferta de recursos de crédito disponible por parte del sector financiero estatal para incrementar el número y valor de los créditos destinados a apoyar la mediana y pequeña minería en Colombia, con el objeto de mejorar la productividad de las explotaciones haciéndolas más seguras, rentables, eficientes y sustentables”.

La participación de la comunidad minera en este ejercicio fue bastante importante, más de 310 personas asistieron a las diversas presentaciones que mostraban de manera clara y precisa la forma de acceder a los recursos de crédito que estas entidades tienen disponible para el sector minero.

3.2.3.4. Censo Minero

Con el propósito de conocer las condiciones técnicas, Socioeconómicas, organizacionales, administrativas y en general, los aspectos de la actividad minera de los departamentos, en aras de obtener herramientas para el trazado de políticas públicas del orden social, económicas, de infraestructura y ambientales, se realizó durante los años 2010 y 2011 el Censo Minero Departamental en dos fases:

Fase I: Boyacá, Huila, Cundinamarca, Tolima, Cauca, y Norte de Santander.

Fase II: Santander, Caldas, Valle, Meta, Casanare, Atlántico, Magdalena, Risaralda, Córdoba, Guajira, Arauca, Chocó, Putumayo, Caquetá, Antioquia, Bolívar y Cesar.

Con la información obtenida por este censo, se puede evaluar con más precisión la situación de la actividad minera en cada departamento y poder aplicar mecanismos de integración de los mineros informales al proceso de formalización de su actividad, en aras de la sostenibilidad ambiental, el desarrollo de minería competitiva y el incremento de la productividad en convivencia con la ecología.

Igualmente, el censo minero aporta información para la caracterización de la minería en Colombia y la cuantificación de regalías por parte de la explotación legal e ilegal de minerales, así como los niveles de evasión de las mismas.

Como resultados del Censo Minero Departamental, se obtuvo información de catorce mil trescientas cincuenta y siete (14.357) Unidades de Producción Minera (UPM), de las cuales 5.316 (37%) tienen título minero y 9.041 (63%) no tienen título minero.

La cobertura del censo por departamento y municipios censados es la siguiente, teniendo en cuenta que los municipios no censados, se debe a que no se reporta existencia de minería:

Tabla 23. Cobertura del censo minero

No.	Departamento	Municipios Censados	Municipios No censados	Total	% Censados	% No censados
1	Antioquia	56	69	125	45%	55%
2	Arauca	4	3	7	57%	43%
3	Atlántico	11	13	24	46%	54%
4	Bolívar	27	21	48	56%	44%
5	Boyacá	84	39	123	68%	32%
6	Caldas	4	23	27	15%	85%
7	Caquetá	12	4	16	75%	25%
8	Casanare	14	6	20	70%	30%
9	Cauca	20	22	42	48%	52%
10	Cesar	22	3	25	88%	12%
11	Chocó	14	18	32	44%	56%
12	Córdoba	4	24	28	14%	86%
13	Cundinamarca	82	34	116	71%	29%
14	Guajira	10	5	15	67%	33%
15	Huila	29	8	37	78%	22%
16	Magdalena	14	16	30	47%	53%
17	Meta	13	16	29	45%	55%
18	Norte de Stder.	31	9	40	78%	23%
19	Putumayo	10	3	13	77%	23%
20	Risaralda	11	3	14	79%	21%
21	Santander	27	50	77	35%	65%
22	Tolima	32	15	47	68%	32%
23	Valle del Cauca	6	36	42	14%	86%
Totales		537	440	977	55%	45%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Reporte de UPM por departamento y tipo de mineral:

Tabla 24. UPM por departamento y tipo de mineral

Departamento	Total		Carbón		Metálicos		No Metálicos		Piedras	
	UPM	% Col	UPM	%	UPM	%		%	UPM	%
Total	14,357	100.0%	2,778	19.3%	4,545	31.7%	6,755	47.1%	288	2.0%
Antioquia	2,025	14.1%	135	6.7%	1,534	75.8%	358	17.7%	-	.0%
Atlántico	266	1.9%	-	.0%	-	.0%	266	100.0%	-	.0%
Bolívar	1,432	10.0%	-	.0%	1,255	87.6%	148	10.3%	1	.1%
Boyacá	2,649	18.5%	1,487	56.1%	36	1.4%	881	33.3%	254	9.6%
Caldas	203	1.4%	-	.0%	181	89.2%	26	12.8%	-	.0%
Caquetá	219	1.5%	-	.0%	44	20.1%	178	81.3%	-	.0%
Cauca	544	3.8%	10	1.8%	170	31.3%	367	67.5%	-	.0%
Cesar	135	.9%	-	.0%	14	10.4%	107	79.3%	-	.0%
Córdoba	303	2.1%	1	.3%	37	12.2%	270	89.1%	-	.0%
Cundinamarca	1,391	9.7%	604	43.4%	7	.5%	744	53.5%	30	2.2%
Chocó	527	3.7%	-	.0%	525	99.6%	2	.4%	-	.0%
Huila	418	2.9%	2	.5%	94	22.5%	326	78.0%	1	.2%
La Guajira	282	2.0%	-	.0%	-	.0%	282	100.0%	-	.0%
Magdalena	564	3.9%	-	.0%	6	1.1%	561	99.5%	-	.0%
Meta	109	.8%	-	.0%	-	.0%	109	100.0%	-	.0%
Norte de Santander	858	6.0%	424	49.4%	8	.9%	426	49.7%	1	.1%
Risaralda	161	1.1%	2	1.2%	51	31.7%	110	68.3%	1	.6%
Santander	1,055	7.3%	4	.4%	268	25.4%	791	75.0%	-	.0%
Tolima	316	2.2%	-	.0%	98	31.0%	222	70.3%	-	.0%
Valle del Cauca	249	1.7%	109	43.8%	5	2.0%	136	54.6%	-	.0%
Arauca	45	.3%	-	.0%	-	.0%	45	100.0%	-	.0%
Casanare	105	.7%	-	.0%	-	.0%	105	100.0%	-	.0%
Putumayo	501	3.5%	-	.0%	212	42.3%	295	58.9%	-	.0%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Reporte de UPM por tipo de título minero:

Tabla 25. UPM por tipo de título minero

Tipo de título minero	Total		Con Título Minero		Sin Título Minero	
	UPM	% Col	UPM	% Col	UPM	% Col
Total	14.357	100,00%	5.316	100,00%	9.041	100,00%
Ninguno	8.019	55,90%	381	7,20%	7.638	84,50%
Contrato de concesión	3.206	22,30%	2.854	53,70%	352	3,90%
Programa de legalización	1.058	7,40%	677	12,70%	381	4,20%
Licencia de explotación	784	5,50%	674	12,70%	110	1,20%
Otro	496	3,50%	207	3,90%	289	3,20%
Contrato en aporte	278	1,90%	252	4,70%	26	0,30%
Licencia de exploración	242	1,70%	182	3,40%	60	0,70%
Reconocimiento de la propiedad privada	89	0,60%	28	0,50%	61	0,70%
Sin información	74	0,50%	12	0,20%	62	0,70%
Permiso	74	0,50%	16	0,30%	58	0,60%
Registro minero de cantera	37	0,30%	33	0,60%	4	0,00%

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

3.2.4. Líneas para promover el desarrollo sostenible en la minería

3.2.4.1. Aspectos ambientales

El uso de mercurio en los procesos de beneficio de minerales auríferos es una práctica frecuente en mineros artesanales, formales e informales, sin embargo el mal manejo de este insumo químico, que es altamente tóxico, ha generado la contaminación de las corrientes de agua y de las personas que a través del contacto por la piel resultan con niveles de mercurio en la sangre, superiores a los valores máximos permisibles. Lo anterior convierte al tema del manejo del mercurio con una problemática, no solo ambiental sino también de salud pública en las regiones auríferas.

Dada esta problemática asociada al mercurio, dentro de la agenda ambiental para el sector de la minería, establecida entre los ministerios de Minas y Energía y Ambiente y Desarrollo Sostenible, y específicamente en la línea 4: procesos productivos competitivos y sostenibles, se estableció como uno de los objetivos: promover buenas prácticas, en particular lo relacionado con el uso/eliminación de sustancias tóxicas como el mercurio en zonas auríferas. Para el cumplimiento del objetivo propuesto se estructuró y se puso en marcha el proyecto denominado: Capacitación teórico práctica para la reducción o eliminación del uso del mercurio en procesos de beneficio del oro en el territorio nacional”.

Con este proyecto se busca entre otras, contar con la línea base respecto de las plantas de beneficio, las características del mineral en cada zona así como la cantidad de mercurio utilizada, con el fin de definir la tecnología más apropiada para el proceso de beneficio. Para ello se requiere identificar los actuales procesos técnicos, realizar capacitaciones teóricas y prácticas a través de procesos demostrativos donde se muestran las nuevas tecnologías y metodologías para mejorar la recuperación de oro y reducir así las emisiones y volumen de mercurio utilizado, hasta lograr la no utilización del mercurio en el proceso de beneficio del oro.

Este proyecto se llevó a cabo en los municipios de Puerto Berrio, Puerto Nare y San Roque en el departamento de Antioquia. Los resultados obtenidos respecto de las plantas fueron: En Puerto Berrio: 11 establecimientos mineros dedicados al beneficio del oro, 17 en San Roque y en Puerto Nare una población aproximada de 200 barequeros.

Se adelantó la intervención con equipos de tecnologías limpias a los sitios de beneficio conocidos como La Vanesa, Los Mangos y El Diamante en el Municipio de Puerto Berrio. Se capacitó a líderes mineros y comunidad minera en general sobre la aplicación de buenas prácticas mineras en el proceso de beneficio del oro sin la utilización de mercurio; se obtuvieron las variables antes y después de la intervención con los equipos de tecnologías limpias.

En los módulos de capacitación se abordaron temas como: seguridad industrial, normatividad minera y ambiental, planes de emergencia y contingencia, aplicación de variables óptimas de cianuración y amalgamación, trituración, molienda y concentración de minerales. Por último se realizaron visitas a plantas de beneficio en los municipios de Segovia y Remedios, con el fin de mostrar a los asistentes ejemplos de buenas prácticas de beneficio, sin la utilización de mercurio en la recuperación de metales preciosos.

Otras acciones en materia ambiental:

- **Proyecto de Parque Natural Regional Páramo de Santurbán**

La Corporación Autónoma Regional para la Defensa de la Meseta de Bucaramanga- CDMB, solicitó concepto previo a este Ministerio para la conformación del Parque Natural Regional Páramo de Santurbán en el departamento de Santander, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3 de la Ley 1382 de 2010.

Luego de varios encuentros entre las autoridades mineras (Minminas e Ingeominas) y ambientales (Minambiente y la CDMB), así como visitas de campo a la zona, el Ministerio de Minas y Energía emitió su concepto, en el que expuso los factores técnicos, jurídicos, económicos, ambientales y sociales relevantes, que debería tener en cuenta la Corporación previa la conformación de un parque en la zona propuesta.

- **Zonas compatibles con la minería en la Sabana de Bogotá**

El Ministerio de Ambiente solicitó concepto previo no vinculante al Ministerio de Minas y Energía para la declaratoria de las nuevas áreas compatibles con la minería en la Sabana de Bogotá, actividad que le fue encomendada a Minambiente por mandato de ley. Luego de varias reuniones de trabajo, Minminas emitió su concepto frente al tema, para lo cual se abordaron temáticas como la titularidad minera, los aspectos jurídicos, los riesgos en materia minera, social y ambiental por la implementación de una política tendiente al cierre de las explotaciones mineras en los 30 municipios que conforman la Sabana de Bogotá.

- **Proyecto de Reserva Forestal Protectora Manantial de Cañaverales**

La Corporación Autónoma Regional de la Guajira- Corpoguajira, solicitó concepto previo a este Ministerio para la delimitación de la Reserva Forestal Protectora Manantial de Cañaverales en el departamento de la Guajira, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley 1382 de 2010.

A partir de ese momento este Ministerio comenzó a realizar los acercamientos entre la partes: el entonces Ingeominas como autoridad minera delegada, Corpoguajira y las empresas mineras que actualmente tienen títulos mineros en el área. Esto es MPX Colombia y Cerrejón Limited, con el fin avanzar hacia una propuesta que tuviera en cuenta tanto los intereses ambientales de protección del área como el desarrollo sostenible de la actividad minera.

Fruto del trabajo anterior, cada una de las empresas mineras hicieron su propuesta de manejo ambiental de las áreas que se traslapan, la cual se recogió en el concepto previo emitido por este Ministerio, para ser tomada en cuenta dentro del proceso de manejo ambiental de las mismas, entendiendo que fue producto de un acuerdo entre las partes, esto es, de la autoridad ambiental – Corpoguajira y las empresas mineras antes mencionadas.

El área “Manantial de Cañaverales” corresponde a un ecosistema de bosque seco tropical que se localiza en jurisdicción del corregimiento Cañaverales en el extremo nororiental del Municipio de San Juan del Cesar, departamento de La Guajira, cuya particularidad radica en la presencia de un afloramiento de aguas subterráneas, del cual se abastecen para consumo humano y para el desarrollo de sus actividades productivas los habitantes urbanos y rurales que residen en este corregimiento.

An aerial photograph of a city, likely New York City, showing a river (the Hudson River) and several skyscrapers. The image is overlaid with a semi-transparent orange filter. A white rounded rectangular box is positioned in the center, containing the word 'Energía' in a bold, orange, sans-serif font.

Energía

EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

1. Administración y operación del mercado 2011

La operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN y la administración del mercado de energía mayorista durante el año 2011 estuvo altamente influenciada por la ocurrencia de precipitaciones excesivas sobre la mayor parte del territorio nacional.

Este extremo climático, comúnmente conocido como fenómeno de La Niña (FLN), se asocia con la fase fría de un fenómeno físico que hace parte del ciclo natural global del clima.

La intensidad de este fenómeno ocasiono la ocurrencia de precipitaciones excesivas sobre la mayor parte del territorio nacional, el cual hizo que los aportes hidrológicos durante el 2011 fueran superiores en un 39% a los de un año promedio. Es así que en septiembre de 2011 los aportes habían alcanzado el acumulado de un año promedio.

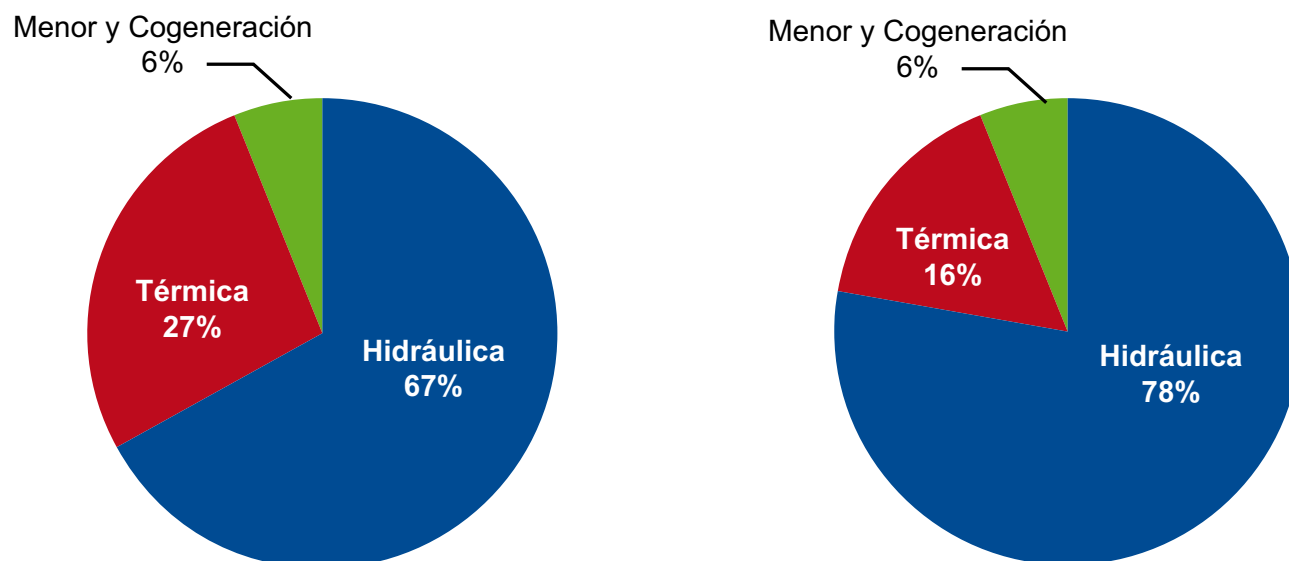
Como consecuencia de los aportes presentados, que superaron los registros históricos promedios, las reservas al finalizar el año alcanzaron el 88.8% de la capacidad de almacenamiento útil, uno de los más altos registrados en un fin de año. Vale la pena anotar, que el valor más alto de las reservas útiles alcanzadas en 2011, se registró el 8 de diciembre y fue de 91.88%, algo sin precedencia en la historia reciente.

Por lo anterior, a diciembre de 2011 la generación anual de energía eléctrica en Colombia fue de 58,620.4 GWh, 3.0% por encima de la registrada en 2010 para este mismo período (56,887.6 GWh). Esta evolución positiva se debió principalmente al incremento en las exportaciones (más del doble en 2011 que durante 2010, para el mismo período), la demanda, y la disponibilidad hídrica.

Durante 2011, la composición de la generación estuvo bajo el impacto del fenómeno de La Niña. Así, la generación térmica se redujo sensiblemente en un 39.8%, pasando de una participación del 26.6% en 2010, a un 16.0% en 2011 (ver gráfica 1).



Gráfica 1. Composición de la generación del SIN en 2010 y 2011



Fuente: XM expertos en mercados

La capacidad efectiva neta instalada en el SIN al finalizar el año 2011 fue de 14,420 MW (su distribución por tipo de recurso se muestra en la tabla 1). Comparada con la del 31 de diciembre de 2010, fue superior en el 8.5%, debido principalmente, a la entrada en operación de la central Porce 3 con su primera unidad (180 MW), el 11 de enero; incrementándose a 370 MW, el 2 de mayo; luego a 550 MW el 10 de junio, para alcanzar finalmente los 660 MW el 2 de septiembre; y al aumento de la capacidad térmica en un 11.2% debido a la entrada de flores 4 con 450 MW el 12 de agosto de 2011. En particular, la capacidad con base en gas, tuvo un notorio incremento, ya que creció de 2478 MW en el 2010, a 3053 MW en el 2011 (aumento del orden del 23.2%) La distribución de la CEN, por tipo de recurso, se puede apreciar también en la tabla 1.

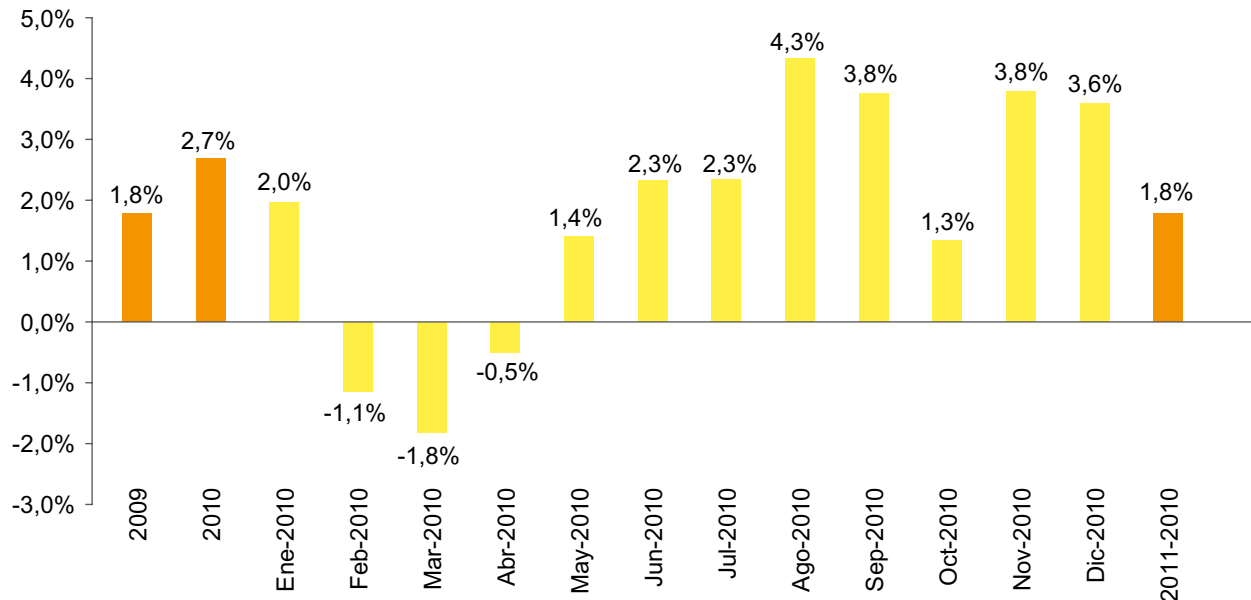
Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN

Recursos	MW	%	Variación (%) 2011 - 2010
Hidráulicos	9.185	63.7%	7.7%
Térmicos	4.545	31.5%	11.2%
Gas	3.053		
Carbón	991		
Fuel Oil	314		
Combustóleo	187		
ACPM	0		
Menores	635	4.4%	2.3%
Hidráulicos	533		
Térmicos	83		
Eólica	18		
Cogeneradores	55	0.4%	-0.2%
Total SIN	14.420	100%	8.5%

Fuente: XM expertos en mercados

De otro lado, la demanda de energía eléctrica en Colombia en el 2011 alcanzó los 57,150.3 GWh, con un crecimiento de 1002.7 GWh, equivalente al 1.8%, crecimiento inferior al presentado en 2010 (2.7%) e igual al 2009 (1.8%) (Ver gráfico 2). Esta desaceleración del crecimiento de la demanda se debió en gran medida al mantenimiento de Cerromatoso y a los bajos consumos de energía en el sector residencial (mercado regulado), como resultado de las bajas temperaturas registradas en el país por la presencia del fenómeno de La Niña.

Gráfica 2. Comportamiento mensual de la demanda de energía



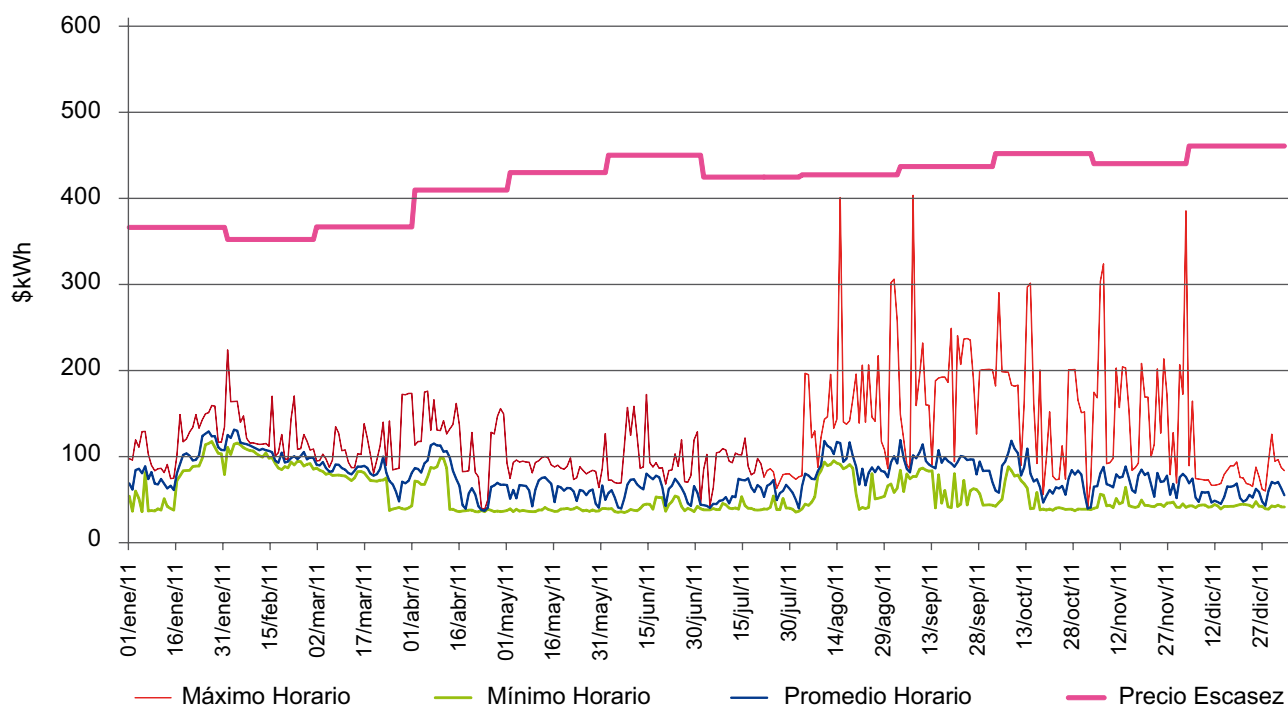
	2009	2010	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2011
GWh	54.679	56.148	4.667	4.359	4.801	4.587	4.855	4.694	4.817	4.979	4.841	4.883	4.791	4.876	57.150
%	1,8%	2,7%	2,0%	-1,1%	-1,8%	-0,5%	1,4%	2,3%	2,3%	4,3%	3,8%	1,3%	3,8%	3,6%	1,8%

Fuente: XM expertos en mercados

El precio de bolsa en 2011 presentó un decrecimiento anual del 41.6%, al pasar de un promedio anual en 2010 de 130.4\$/KWh a 76.2\$/KWh en 2011. Por su parte, el precio promedio anual de contratos creció en un 7.3%, con 110.0\$/KWh en 2010 y 118.0\$/KWh en 2011.



Gráfica 3. Comportamiento precio de bolsa y de escasez



Fuente: XM expertos en mercados

El volumen total transado por compra y venta de energía en el MEM fue de \$9.5 billones, cifra que disminuyó en más de \$0.5 billones el volumen transado en 2010 (10.1 billones). Ver Tabla 2.

**Tabla 2. Transacciones mercado
(Miles de millones en pesos corrientes)**

Concepto	2.009	2.010	2.011	Crec. %
Contratos	\$ 6.670.480	\$ 6.986.850	\$ 7.339.940	5,1%
Bolsa Nacional	\$ 2.503.255	\$ 2.378.960	\$ 1.270.902	-46,6%
Restricciones	\$ 284.119	\$ 431.427	\$ 692.165	60,4%
Responsabilidad Comercial AGC	\$ 175.630	\$ 190.117	\$ 136.260	-28,3%
Servicios CND - ASIC	\$ 66.496	\$ 70.224	\$ 67.670	-3,6%
Desviaciones	\$ 9.552	\$ 5.626	\$ 8.076	43,6%
Total transacciones del mercado	\$ 9.709.533	\$ 10.063.203	\$ 9.515.014	-5,4%
Rentas de Congestión	\$ 27.811	\$ 7.049	\$ 9.766	38,6%
Valor a Distribuir Cargo por Confiabilidad	\$ 1.620.050	\$ 1.451.636	\$ 1.602.888	10,4%

Fuente:

Durante 2011 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 1,294.6 GWh, valor superior en un 62.3% frente al registrado en el 2010 (797.7 GWh) y hacia Venezuela 248.8 GWh (En el 2010 no se realizaron exportaciones). Por su parte, Colombia importó desde Ecuador 8.2 GWh valor inferior al registrado en 2010 (9.7 GWh) (Ver tabla 3).

Tabla 3. Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2010	797,7	9,7	73.821,5	565,4
2011	1.294,6	8,2	92.995,8	231,3
Total desde 2003	10.747,5	233,9	871.002,6	9.193,0

Fuente: XM expertos en mercados

Tabla 4. Variables de la operación del SIN

Variables	2010	2011	Variación	Crec.
Oferta				
Volumen útil diario (GWh)	11.957,1	13.967,9	2.010,8	16,8%
Volumen respecto a capacidad útil	77,8%	88,8%		
Aportes hídricos (GWh)	50.787,2	70.544,8	19.757,6	38,9%
Aportes respecto a la media histórica	106,9%	138,9%		
Vertimientos (GWh)	3.456,7	5.910,8	2.454,1	71,0%
Capacidad neta SIN (MW)	13.289,5	14.420,0	1.130,5	8,5%
Generación				
Hidráulica(GWh)	38.088,6	45.583,1	7.494,5	19,7%
Térmica(GWh)	15.590,7	9.383,7	-6.207,0	-39,8%
Plantas Menores (GWh)	2.985,6	3.336,7	351,1	11,8%
Cogeneradores (GWh)	222,7	316,9	94,1	42,3%
TOTAL(GWh)	56.887,6	58.620,4	1.732,8	3,0%
Intercambios internacionales				
Exportaciones a Ecuador(GWh)	797,7	1.294,5	496,8	62,3%
Importaciones de Ecuador(GWh)	9,7	8,2	-1,6	-16,3%
Exportaciones a Venezuela(GWh)	0,0	248,8	248,8	===
Demanda				
Comercial(GWh)	56.897,3	58.628,6	1.731,3	3,0%
Nacional del SIN(GWh)	56.147,6	57.150,3	1.002,7	1,8%
Regulada(GWh)	37.820,7	38.231,3	410,6	1,1%
No Regulada(GWh)	18.002,0	18.535,9	533,9	3,0%
No atendida(GWh)	48,0	65,0	17,1	35,6%
Potencia(MW)	9.100,0	9.295,0	195,0	2,1%

Fuente: XM expertos en mercados

Tabla 5. Variables del mercado

Variables	2010	2011	Variación	Crec.
Transacciones				
Energía transada en bolsa (GWh)	18.251	16.787	-1.464	-8,0%
Energía transada en contratos (GWh)	63.555	62.179	-1.376	-2,2%
Total energía transada (GWh)	81.806	78.966	-2.840	-3,5%
Desviaciones (GWh)	77,2	76,8	-0,4	-0,5%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	32,1%	28,6%	-3,4%	-10,7%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	111,7%	106,1%	-5,6%	-5,1%
Precio medio en bolsa nacional (\$/KWh)	130,4	76,2	-54	-41,6%
Precio medio en contratos (\$/kWh)	110,0	118,0	8	7,3%
Compras en bolsa (millones \$)	2.378.960	1.270.891	-1.108.070	-46,6%
Restricciones (millones \$)	428.255	691.635	263.380	61,5%
Responsabilidad comercial AGC (millones pesos)	189.124	136.266	-52.858	-27,9%
Desviaciones (millones \$)	5.626	8.075	2.450	43,5%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	70.224	67.670	-2.554	-3,6%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	3.072.190	2.174.537	-897.652	-29,2%
Valor transado en contratos (millones \$)	6.986.850	7.338.582	351.732	5,0%
Total transacciones del mercado (millones \$)	10.059.039	9.513.119	-545.920	-5,4%
Rentas de congestión (millones \$)	7.049	9.780	2.731	38,7%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1.451.636	1.602.635	150.999	10,4%
LAC				
FAZNI (1) (millones \$)	58.083	61.142	3.059	5,3%
FOES (2) (millones \$)	2.481	9.293	6.812	274,6%
FAER (3) (millones pesos)	68.027	72.803	4.776	7,0%
PRONE (4) (millones pesos)	48.203	51.443	3.240	6,7%
Cargos por uso STN (millones \$)	1.186.782	1.350.603	163.822	13,8%
Cargos por uso STR (millones \$)	876.692	936.006	59.315	6,8%

(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



Tabla 6. Agentes del mercado

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	53	47
Transmisores	11	9
Operadores de red	32	29
Comercializadores	80	64
Fronteras usuarios regulados	5024	-
Fronteras usuarios no regulados	5058	-
Fronteras de alumbrado público	412	-

Tabla 7. Líneas de transmisión

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10.089,4
Transmisión 138 kV	15,5
Transmisión 220 – 230 kV	11.654,6
Transmisión 500 kV	2.646,3
Total SIN	24.405,8

2. Planeación energética – UPME

2.1. Plan de Expansión de Referencia de Generación 2011 - 2025

Para establecer los requerimientos de generación del país, se analizaron dos periodos: uno que contempla el 2011 al 2018 y otro del 2011 al 2025, en el primero de ellos se emplearon escenarios de proyección alta, media, baja. De igual manera, para estas condiciones se estableció un escenario a Colombia operando de manera autónoma.

2.1.1. Expansión sistema colombiano mediano plazo

Una vez iniciado el proceso de revisión del plan de expansión y de acuerdo con la información suministrada por los agentes, se consideraron los proyectos de acuerdo con la fecha declarada de entrada en operación comercial, esta información fue considerada como base para el modelamiento del plan de expansión. Sin embargo y de acuerdo con la evolución del desarrollo de proyectos, se consideraron alternativas suspendiendo proyectos y atrasando otros, con el fin de revisar cómo en el corto plazo éstos pueden afectar la confiabilidad del sistema.

En el corto plazo se han analizado cuatro alternativas mediante simulaciones estocásticas de la operación del sistema, utilizando el modelo SDDP (MPODE).

En una primera alternativa y de acuerdo con la información inicial de los agentes se consideraron los proyectos de generación con los supuestos presentados anteriormente.

Una segunda alternativa consideró el retiro del sistema de los proyectos hidroeléctricos Porce IV y Miel II, correspondientes a 532 MW de capacidad, con fechas estimadas de entrada en operación en diciembre del año 2015 y noviembre del año 2014, respectivamente.

Con fines de revisar un escenario crítico para el sistema y teniendo en cuenta los tiempos ajustados de desarrollo de proyectos y las implicaciones en temas de licenciamiento y permisos que se requieren en el desarrollo de estos proyectos, se consideraron adicionalmente al escenario 2, el atraso de otros proyectos que se encuentran en desarrollo.

- Alternativa 1 de corto plazo

Esta alternativa busca satisfacer la demanda de energía de acuerdo al escenario alto, medio y bajo de crecimiento proyectado por la UPME.

- Alternativa 2 de corto plazo

La demanda a satisfacer y los supuestos que se utilizan para simular la operación del sistema son los mismos de la alternativa 2, pero retirando las plantas Miel II y Porce IV para los años 2014 y 2015 por dificultades en su desarrollo.

- Alternativa 3 de corto plazo

La demanda a satisfacer en esta alternativa y los supuestos que se utilizan para simular la operación del sistema son los mismos de la alternativa 2, adicionalmente en este caso se asume que hay dificultades en la ejecución de proyectos por lo que se supone un retraso en el desarrollo de proyectos en el año 2012.

- Alternativa 4 de largo plazo

Se considera en el largo plazo la expansión y supuestos planteados en la alternativa 1 de este plan. No se asumen restricciones en el suministro de combustibles.

Esta alternativa conserva la tendencia de desarrollo de proyectos con tecnologías convencionales y se incluyen proyectos del portafolio de registrados de la UPME, el sistema se expande con aquellos recursos con los cuales se tiene mayor disponibilidad.

Tabla 8. Expansión proyectada en el escenario 4

Año	Hidro	Gas	Carbón	Comb. Liq.
2011	632.9			
2012	39.9			
2013	879.9			
2014	535.2			
2015	400			
2016				

► Continúa: Tabla 8. Expansión proyectada en el escenario 4

Año	Hidro	Gas	Carbón	Comb. Liq.
2017	700			
2018	600			
2019	100			
2020	100			
2021	600			
2022				
2023	700			
2024	800			
2025				
Subtotal	6087.9			
Total	7913,9			

Fuente: UPME

Con este escenario como se identifica en la TABLA 0 5, se requiere una capacidad adicional de 3700 MW a los proyectos del Cargo por confiabilidad que se encuentran en desarrollo para cumplir los criterios de confiabilidad, a partir del 2017 hasta el 2025.

- Conclusiones

Entre el corto plazo 2011 – 2017, no se observan requerimientos en el sistema considerando el escenario alto de proyecciones de demanda de energía.

En el largo plazo, y bajo los supuestos descritos en el presente Plan, los cuales sirvieron como base para las simulaciones, el sistema colombiano requiere la instalación de 3700 MW adicionales a la expansión definida a través del mecanismo del cargo por confiabilidad.

Se está revisando el Plan de las FNCE y los efectos de su incorporación al SIN se están desarrollando ejercicios incluyendo las metas establecidas.

Se hace necesario revisar la expansión Generación con los nuevos escenarios del plan de abastecimiento de gas, la nueva reglamentación adicionando los nuevos proyectos producto del cargo 2011.

2.2. Transmisión de energía eléctrica

En el periodo de vigencia correspondiente, se actualizó la base de datos del modelo de la red incorporando la información suministrada por los Operadores de Red, se realizó la distribución de la demanda en cada una de las barras del Sistema Interconectado Nacional, SIN y se analizaron cada uno de los subsistemas Regionales y el Sistema de Transmisión Nacional, cuyo resultado correspondió a la versión preliminar del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2011 – 2025.

A finales del segundo semestre del 2011, se presentó a los miembros del Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión, CAPT, dicha versión preliminar donde se definió la viabilidad técnica y económica de siete (7) obras de expansión. Por consenso del CAPT se aprobaron las recomendaciones sugeridas por la UPME, en el capítulo de transmisión del Plan de Expansión 2011- 2025, tal como se encuentra plasmada

en el acta del CAPT No. 107 del 25 de noviembre de 2011.

Mediante Resolución No 180423 de marzo 21 de 2012 emitida por el Ministerio de Minas y Energía, se adoptó el Plan de Expansión de Referencia de Transmisión 2012 – 2025, que contempla cada uno de los proyectos recomendados y sus aspectos principales. De las siete obras, cinco deben ser realizadas a través del mecanismo licitatorio de convocatoria pública. A continuación, se resumen aspectos de cada uno de estos proyectos:

- **Proyecto Caracolí 220 kV y obras asociadas a nivel del Sistema de Transmisión Regional.** Obras ubicadas en el departamento del Atlántico y con fecha de entrada en operación: 30/09/2015.
- **Proyecto Suria 230 kV y obras asociadas a nivel del Sistema de Transmisión Regional.** Obras ubicadas en el departamento del Meta y con fecha de entrada en operación: 30/09/2015.
- **Nuevo corredor Chinú – Montería- Urabá 220 kV y obras asociadas a nivel del Sistema de Transmisión Regional.** Obras ubicadas en los departamentos de Córdoba, Sucre y Antioquia y con fecha de entrada en operación: 30/09/2015.
- **Nueva Subestación Guayabal 230 kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón y obras asociadas a nivel del Sistema de Transmisión Regional.** Obras ubicadas en el departamento de Antioquia y con fecha de entrada en operación: 30/09/2015.
- **Cambio de configuración Subestación Caño Limón 230 kV y obras asociadas.** Obras ubicadas en el departamento de Arauca y con fecha de entrada en operación: 30/12/2014.
- **Normalización de la T de la Subestación Malena 230 kV.** Obras ubicadas en el departamento de Antioquia y con fecha de entrada en operación: 30/11/2014.
- **Segundo Circuito Cartagena – Bolívar.** Obras ubicadas en el departamento de Bolívar y con fecha de entrada en Operación: 30/11/2016.

Igualmente y a partir de que la sociedad Hidroeléctrica Pescadero Ituango S.A. E.S.P. fue habilitada para participar en la subasta del Cargo por Confiabilidad y merecedora de una obligación de Energía en Firme de 1085 GWh/año, cuyo período de vigencia iniciará a partir del 1 de diciembre del año 2018, la Unidad presentó en la visión de largo plazo, la primera aproximación de la conexión de Ituango en los Planes de Expansión, versiones 2009 – 2023, 2010 – 2024 y 2012 – 2025.

En el mes de enero del año en curso, la planta de generación Ituango adquirió nuevas obligaciones de Energía en Firme.

En la realización del CAPT No 108 de febrero de 2012, la UPME presentó los análisis técnicos asociados a la conexión de Ituango con capacidad de 2400 MW y se propuso que en el Comité Técnico y Regulatorio se analizará la propuesta de la UPME.

Durante lo transcurrido del año, se han llevado a cabo análisis complementarios, con el objetivo de definir la red óptima de conexión contando con la estrecha colaboración de XM y el CAPT.

2.2.1. Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT

En respuesta a la función de realizar la Secretaría Técnica de este Comité, se han venido analizando temas relativos a la expansión como el impacto de la Resolución CREG No 198 de 2011, la Resolución 182148 de 2008 del MME en cuanto a los transformadores de reserva y las contingencias que causan desconexiones adicionales, el concepto de “Ampliación” definido por la CREG, el esquema de garantías, la oportunidad en la ejecución de obras de los STR, análisis de las obras de transmisión propuestas por la UPME, análisis de dificultades de los proyectos en ejecución, seguimiento a las convocatorias públicas y oportunidades de mejoras.

La UPME también ha venido participando en las reuniones preparatorias de tipo técnico y regulatorio previas a dicho comité, además de elaborar las actas y realizar trámites operativos.

Por otra parte, la Unidad participa del Consejo Nacional de Operación, sus comités y subcomités, los cuales se reúnen de manera mensual.

Se efectuó reunión en el mes de mayo de 2012, para tratar el tema de los problemas en las diferentes fases de definición, convocatorias y ejecución de los proyectos con la participación del Ministerio de Minas y Energía, los agentes miembros del CAPT y la UPME.

En lo corrido del año 2012, la UPME ha asistido y participado en los foros sobre confiabilidad del servicio de energía que ha convocado la SSPD en los departamentos de Atlántico, La Guajira y Bogotá.

2.3. Convocatorias públicas – obras de transmisión

- **UPME 01-2008 Nueva Esperanza – Subestación 500/230 kV y líneas asociadas en 500 kV y 230 kV. En área de influencia de Bogotá. Inversionista Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

Se realizó el seguimiento al proyecto a través de los informes mensuales de interventoría. Se realizó especial seguimiento al proceso de licenciamiento ambiental ya que se presentaron dificultades. En agosto de 2011 el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) decidió sobre los dos Diagnósticos Ambientales de Alternativas, para obras a 230 kV y para obras a 500 kV, frente a lo cual EPM interpuso un recurso de reposición a cada uno de ellos. Posteriormente, en mayo 31 se resolvió lo correspondiente a lo de 230 kV y está en proceso de resolverse lo correspondiente a las obras de 500 kV. No se han presentado incumplimientos relacionados con asuntos técnicos. Se espera que la licencia ambiental quede resuelta antes de finalizar el 2012 para que el proyecto pueda estar en servicio antes de finalizar el año 2013.

- **UPME 02-2008 El Bosque – subestación 220 kV y líneas asociadas en 220 kV. En área de influencia de Cartagena. Inversionista Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.**

Se realizó el seguimiento al proyecto a través del análisis de los informes mensuales de interventoría. Se verificaron en sitio las condiciones físicas que enfrenta el proyecto, identificando la dificultad en la zona de la vía perimetral por la Ciénaga de la Virgen y el tramo desde la Ciénaga hasta la subestación al interior de la ciudad. El proyecto finalmente no pudo ser puesto en servicio en la fecha establecida inicialmente.

- **UPME 01-2009 Reactores sur del país – Reactores de 25 MVAR en Altamira, Mocoa y San Bernardino 230 kV. Inversionista Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.**

Se ha realizado el seguimiento al proyecto a través de los informes mensuales de interventoría. Se solicitaron revisiones y ajustes frente a los atrasos del proyecto. Como resultado, se ajustó el cronograma y la curva “S” sin modificar la fecha de entrada en operación oficial; el proyecto entró en normalidad y se cumplieron los planes de acción. El 30 de abril de 2012, tal como estaba previsto, entró en operación comercial este proyecto, sin que posteriormente se haya reportado novedad alguna.

- **UPME 02-2009 Armenia – Subestación a 230 kV y línea doble circuito a 230 kV (Eje Cafetero, CRQ)**

Se ajustaron los Documentos de Selección del Inversionista (DSI) y cada uno de sus anexos. Entre junio y noviembre estuvieron publicados los DSI preliminares para conocimiento y observaciones de los interesados. Se elaboró un documento denominado identificación de restricciones en el área de influencia del proyecto, con el fin de realizar las advertencias a los posibles inversionistas. Se elevaron consultas al Ministerio de Cultura respecto a la declaratoria del Eje Cafetero como patrimonio cultural de la humanidad por la UNESCO. Las respuestas de dicho Ministerio se dieron a conocer a los inversionistas, de tal manera que conocieran los parámetros generales para tramitar el permiso asociado.

- **UPME 04-2009 Sogamoso – Subestación 500/230 kV y líneas asociadas en 500 kV y en 230 kV. Inversionista Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.**

Luego de que la UPME seleccionara a ISA (mayo 18 de 2011), al haber ofertado el menor valor presente correspondiente a 38,6 millones de dólares, se expidió la Resolución CREG 063 de junio 2 de 2011 mediante la cual se oficializaron los ingresos.

- **UPME 05-2009 Subestación Quimbo a 230 kV y líneas asociadas (influencia directa en los departamentos del Huila, Putumayo y Valle del Cauca)**

Se ajustaron los Documentos de Selección del Inversionista (DSI) y cada uno de sus anexos. La UPME elaboró un documento denominado identificación de restricciones en el área de influencia del proyecto, con el fin de realizar las advertencias de tipo ambiental a los posibles inversionistas. EMGESA constituyó la garantía de cumplimiento que respalda el proyecto de transmisión. Finalmente, se publicó en página WEB la versión preliminar de los DSI para conocimiento y observaciones de los interesados.

- **UPME 01-2010 Subestación Alférez a 230 kV y líneas asociadas (influencia directa en el departamento del Valle del Cauca)**

Se ajustaron los Documentos de Selección del Inversionista (DSI) y cada uno de sus anexos. La UPME elaboró un documento denominado identificación de restricciones en el área de influencia, con el fin de realizar las advertencias de tipo ambiental a los posibles inversionistas. Se realizaron consultas con los Operadores de Red EPSA y EMCALI sobre el lote de la subestación, por lo que fue necesario reubicarlo y ajustar las obras del Sistema de Transmisión Regional a 115 kV. También se realizaron consultas a

la Planeación Municipal sobre las previsiones de los Planes de ordenamiento Territorial. Finalmente, se definió que la subestación a 230 kV quedaría ubicada en un lote propiedad de EPSA en zona rural, respetando los límites de expansión urbana del Municipio de Santiago de Cali.

- **UPME 02-2010 Subestación Termocol a 230 kV y líneas asociadas (influencia directa en el departamento del Magdalena, permite la conexión de la central de generación del mismo nombre)**

En junio de 2011 la UPME definió la obra de transmisión requerida luego de que el promotor del proyecto de generación (Grupo Poliobras S.A.) sustentara que la obra inicialmente aprobada por la UPME, en noviembre de 2009 no era factible construirla frente a la negativa de la Gobernación del Magdalena y Planeación Distrital. En agosto de 2011 el MME adoptó la obra recomendada por la UPME y entre agosto y octubre fue necesario requerir información adicional a Poliobras para poder establecer los parámetros de la garantía y solicitar su constitución a dicho promotor; finalmente en noviembre de 2011 la UPME pudo solicitar la constitución de la garantía a Poliobras y la aprobación de la misma solo ocurrió hasta marzo de 2012. En el transcurso del segundo semestre de 2012, Poliobras cambió de cuatro a dos unidades de generación y luego retornó a cuatro unidades, lo que ocasionó que la UPME tuviera que ajustar los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública de este proyecto.

- **UPME 03-2010 Proyecto Chivor – Chivor II – Norte -Bacatá a 230 kV (influencia directa en el departamento del Cundinamarca, especialmente en la ciudad de Bogotá)**

En abril 30 de 2012 se realizó la publicación en página WEB de la versión preliminar de los Documentos de Selección del Inversionista (DSI) y cada uno de sus anexos. La UPME elaboró un documento denominado identificación de restricciones en el área de influencia del proyecto, con el fin de realizar las advertencias de tipo ambiental a los posibles inversionistas. Se ha venido trabajando para definir el área en la cual se debe construir la subestación Norte por su impacto frente a las redes del Sistema de Transmisión Regional del norte de la Sabana y la zona industrial allí instalada y la prevista. Se trabaja en la definición de la precisión de las especificaciones del proyecto junto con las condiciones para solicitar la constitución de la garantía por parte de Codensa con el fin de dar apertura oficial a la convocatoria pública.

2.4. Energización y ampliación de la cobertura

2.4.1. Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica

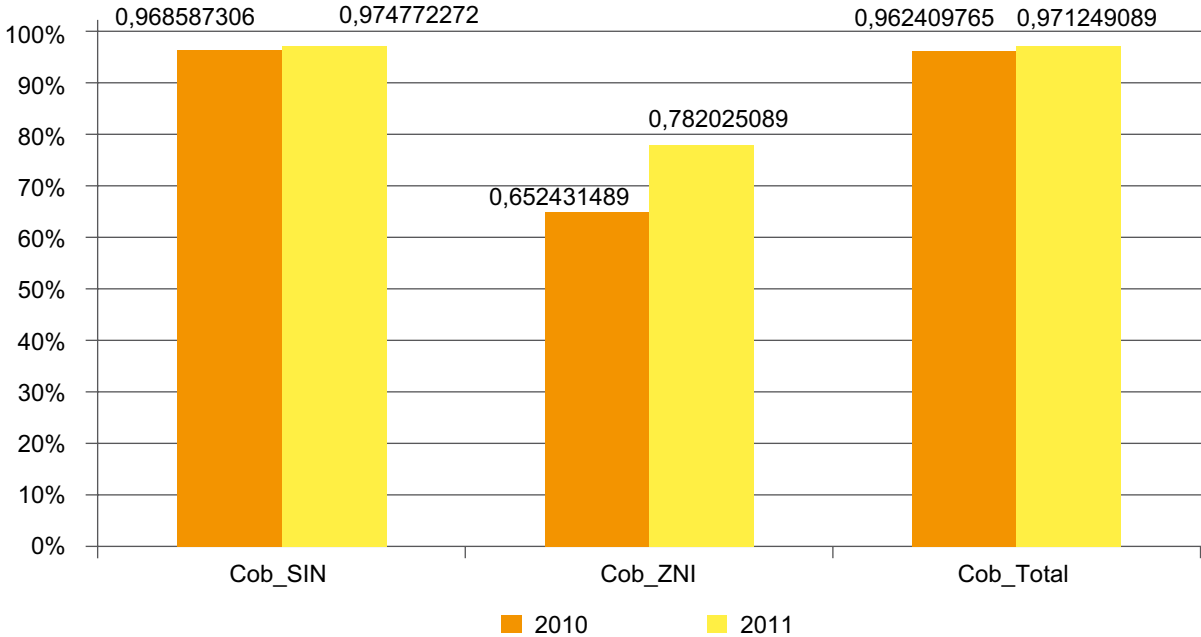
Para el proceso de actualización del PIEC–2012-2016, se publicó una circular con el objeto de validar y actualizar la información insumo base del modelo: subestaciones con salida a 13,2 kV y cobertura a nivel municipal. A la fecha se ha recibido información de ocho operadores de red.

Paralelamente se ha contratado la actualización de los criterios técnicos de la metodología del PIEC, que permitirá ajustar la planeación a los cambios normativos que se han realizado durante los últimos años.

Con el objetivo de estandarizar la metodología para la estimación de la cobertura de energía eléctrica del SIN y de la ZNI, se han llevado a cabo una serie de reuniones con el IPSE y la Dirección de Energía del MME. Como resultado, se cuenta con un documento preliminar y con las estimaciones para los años 2010 y 2011. Adicionalmente se ha estimado la cobertura rural y urbana del SIN.

Los resultados preliminares estimados para estos años se presentan a continuación:

Gráfica 4. Cobertura servicio de energía eléctrica



Fuente:

Dado que se cuenta con estimaciones de cobertura de energía eléctrica desagregadas a nivel municipal, se han realizado contactos con el Plan Vive Digital del Ministerio de TIC y con la Unidad Administrativa para la Consolidación Territorial, con el objeto de intercambiar información para el desarrollo de las actividades de cada una de las entidades participantes. Particularmente con el Plan Vive Digital, se inicia la participación en la mesa de trabajo interministerial.

2.4.2. Plan de expansión del Operador de Red (OR)

Se retomó este tema que se encuentra dentro del Plan Estratégico del Ministerio de Minas y Energía, MME y para ello se revisó y actualizó la propuesta de reglamento de presentación de los planes de expansión de los OR. En forma continua, se realizó el seguimiento a la aprobación de este reglamento con la presentación del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, PIEC y de la propuesta de reglamento. Igualmente, se participó en la elaboración de un indicador de priorización de los proyectos que solicitan recursos del fondo de financiación FAER.

Como resultado, finalmente se aprobó el reglamento de los planes de expansión de los operadores de red el 27 de marzo de 2012 mediante Resolución MME 180465 de la misma fecha, que permitirá la interacción entre la Entidad Territorial, ET, (que conoce las necesidades de servicio) y el Operador de Red, OR, (encargado de la prestación del servicio de energía eléctrica) con el fin de optimizar la distribución de los recursos de este fondo.

2.4.3. Planeamiento Zonas No Interconectadas (ZNI)

En materia de planeación de ZNI, el mayor esfuerzo se ha enfocado en la integración de la base de datos del Sistema de Información de las Zonas No Interconectadas, SIZNI, en el Sistema de Información Minero Energético Colombiano, SIMEC, con base en la estructuración y diseño del sistema, así como de la información que ha levantado en campo la UPME. De esta forma, en el mes de julio de 2011 se contaba con la estructuración de los cinco módulos del Sistema de Información de las Zonas No Interconectadas, SIZNI: generación, distribución, comercialización, demanda, aspecto socioeconómico, sin encontrarse integrados los tres primeros con los dos restantes. Dicha integración se ha venido realizando y consolidando durante el primer semestre del año 2012.

De forma alterna y considerando que la metodología de planeación debe ser específica para estas zonas, que involucre los aspectos sociales, culturales y geográficos, entre otros, se decidió llevar a cabo una contratación para revisar las metodologías existentes y establecer la de mejor aplicabilidad en estas zonas, de acuerdo con la información disponible.

Es así como a partir del mes de junio de 2011 se retomó el convenio interadministrativo UPME- IPSE, con el fin de aunar esfuerzos entre ambas entidades en cuanto a la planificación de las ZNI en temas específicos, tales como manejo y transferencia de información y participación en los estudios que se ameriten. Como avance, se están consolidando los centros poblados identificados y/o georeferenciados pertenecientes a las ZNI, se ha suministrado la información de los estudios realizados por la UPME y se está participando activamente en la definición técnica de los requerimientos de la contratación que realiza el IPSE para la gestión de información de estas zonas para la vigencia 2012.

2.4.4. Gestión en la evaluación de los proyectos a financiar con recursos de fondos de financiación

Con el objeto de dar a conocer a los nuevos representantes de las Entidades Territoriales la oferta de recursos de financiación del sector energético, se coordinó con el MME y el IPSE la elaboración de una cartilla de guía para la formulación y presentación de proyectos fondos FAER, FAZNI, SGR, FECF y programa PRONE, cuya publicación se realizó a principios del mes de diciembre de 2011, la cual ha sido distribuida en las jornadas de capacitación a entes territoriales que la UPME está llevando a cabo durante el presente año. Asimismo, se ha participado en eventos con las autoridades municipales del país, lideradas por la Federación Colombiana de Municipios.

En cuanto a la evaluación de los proyectos, la gestión se puede apreciar en la siguiente tabla, con corte a junio de los corrientes. Se han recibido 217 proyectos que solicitan recursos de los diferentes fondos y se han evaluado 210, de los cuales 60 han obtenido concepto favorable para un valor aproximado de \$230.000 millones que podrán atender a 282.571 beneficiarios.

Tabla 9. Resumen de proyectos

Fondo	Proyectos Presentados (Nº)	Proyectos Evaluados (Nº)	Proyectos Favorables (Nº)	Valor solicitado fondo proyectos favorables (\$Millones corrientes)	Nº beneficiarios proyectos favorables
FAER	47	42	23	\$ 81.686.615.362	30.991
FNR EE	116	115	23	\$ 101.278.598.231	18.553

► Continúa

► Continúa: Tabla 9. Resumen de proyectos

Fondo	Proyectos Presentados (N°)	Proyectos Evaluados (N°)	Proyectos Favorables (N°)	Valor solicitado fondo proyectos favorables (\$Millones corrientes)	N° beneficiarios proyectos favorables
FAEP	3	3	0		
Total proyectos eléctricos	166	160	46	\$ 182.965.213.593	49.544
FNR-GN	32	32	4	\$ 11.465.413.933	11.358
FECF	19	18	10	\$ 35.374.887.412	221.669
Total proyectos gas	51	50	14	\$ 46.840.301.345	233.027
Total proyectos	217	210	60	\$ 229.805.514.938	282.571

Fuente: UPME. Grupo de Cobertura y Fondos con corte 10 de junio de 2012

2.5. Demanda de electricidad

Durante el período comprendido entre julio de 2011 y mayo 2012, 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 con la actualización del programa “Energy and Power Evaluation Program, ENPEP, Módulo BALANCE” el cual fue desarrollado por Argonne National Laboratory, ANL, bajo el auspicio del departamento de energía (DOE) de los Estados Unidos y la Agencia Internacional de Energía Atómica, OIEA y el cual es usado para simular mercados energéticos y determinar el balance en el suministro de energía y demanda en horizontes de corto y largo plazo.

2.5.2. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia 2012 – 2031

Se realizaron las revisiones correspondientes al mes de noviembre de 2011 y marzo de 2012, incorporándose nuevos escenarios macroeconómicos suministrados por el Departamento Nacional de Planeación, DNP y Ministerio de Hacienda y Crédito Público, nuevas series poblacionales y de precios del DANE. Las revisiones mencionadas tienen en cuenta las tendencias recientes en la demanda, presentadas durante el año. Con tales ajustes, las nuevas proyecciones indican que en el escenario medio, se espera para los años 2012 y 2013 crecimientos de la demanda de 3,3% y 3,1%, respectivamente. Entre los años 2012 y 2020, una tasa media de crecimiento de 3,9% y de 3,5% para el periodo 2021 a 2031.

2.5.3. Proyecciones de demanda de energía eléctrica por sectores 2012 – 2015

Además, se realizó la proyección preliminar de demanda regulada y no regulada para los años 2012 – 2015, en esta se determina que, durante los próximos tres años, la demanda regulada crecería a una tasa promedio anual de 3,2%, mientras la no regulada lo hará a 3,5%, indicando que la reactivación económica tendría mayores efectos sobre el consumo de energía del sector productivo, que sobre el de los usuarios residenciales.

2.5.4. Caracterización de la demanda de energía

Dentro de las actividades de los últimos años, se han adelantado trabajos tendientes a conocer mejor el comportamiento de los diferentes sectores de consumo de energía. Es así, como en los años 2011 - 2012, se realizó un trabajo de caracterización del sector transporte carretero de carga y pasajeros, urbano e interurbano en Colombia, que permitió actualizar los modelos de proyección de demanda de energía en el sector de los combustibles líquidos y el gas natural vehicular. Igualmente, se realizó la caracterización energética del sector residencial urbano y rural en Colombia.

Los resultados de estos estudios permiten mejorar el conocimiento del comportamiento de los diferentes sectores, con el fin de realizar los modelos de proyección de demanda de energía, al igual que proveer valiosa información para la formulación de planes de Uso Racional y Eficiente de Energía y otras políticas energéticas.

2.6. Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética - CACSE

La Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética, CACSSE se reunió según lo definido y mediante su función de coordinación, se sorteó con éxito los posibles racionamientos de gas natural durante el segundo semestre de 2011, tanto en el Interior como en la Costa Atlántica, como consecuencia de las emergencias ocasionadas por el Fenómeno de la Niña.

2.7. Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía



Con el fin de apoyar la ejecución del Plan de Acción Indicativo 2010-2015 del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Fuentes de Energía No Convencionales, PROURE, adoptado por el MME mediante Resolución No. 180919 del 1 de junio de 2010, se desarrollan acciones prioritarias que permitirán el cumplimiento de las metas de eficiencia energética de FNCE, tales como:

Proyecto “Desarrollo de un Piloto para la Aplicación de la Metodología de Incorporación de URE y FNCE en la Educación Formal, Niveles Preescolar, Básica y Escuela Media, en Colombia“, con la participación



de establecimientos educativos de la capital del país, la Costa Atlántica y los Llanos Orientales.

Como parte de la estrategia financiera para la promoción y viabilización de proyectos URE y FNCE, la UPME realizó una publicación enfocada a proponer esquemas financieros aplicables a este tipo de proyectos.

Con el apoyo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se avanzó en el diseño de una propuesta para la implementación de un proyecto piloto en el sector de agua potable.

Apoyo a la implementación de incentivos tributarios, mediante el aporte de insumos técnicos para la elaboración de la Resolución 186 de 2012, expedida por los Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible y de Minas y Energía, con el propósito de otorgar beneficios a equipos, elementos y maquinaria destinados al desarrollo de planes y programas nacionales de producción más limpia, ahorro y eficiencia energética y FNCE.

La UPME como líder técnico del Proyecto de Eficiencia Energética en Edificaciones, con recursos del GEF, adelanta una consultoría cuyo objetivo es evaluar el mejor arreglo institucional que promueva la ejecución de los proyectos de Eficiencia Energética y Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE.

Se adelanta una consultoría para el diseño de un modelo económico y financiero para un programa nacional de sustitución de refrigeradores domésticos. De otro lado se inicio un trabajo orientado a determinar las características técnicas de materiales que inciden en el desempeño energético de las edificaciones que será un nuevo insumo para el Reglamento Técnico de Eficiencia Energética para viviendas de Interés Social.

En noviembre de 2011, se llevó a cabo en Bogotá el Seminario de “Eficiencia Energética en Edificaciones, Avances y Retos en Colombia”.

Se realizó visita a Brasil con participación de profesionales del Ministerio de Minas y Energía

y la UPME, para observar la implementación del Programa de Conservación de la Energía Eléctrica, PROCEL, y la ejecución del proyecto de disposición final de refrigeradores en Sao Paulo.

Se firmó el Acuerdo de Entendimiento entre UPME y PNUD, para iniciar la ejecución del Proyecto de Etiquetado en Eficiencia Energética, el cual cuenta con aportes del GEF que ascienden a US\$2,5 millones y una contrapartida nacional de recursos frescos y en especie de US\$7,5 millones.

Continúa la ejecución del “Programa estratégico para la innovación en la gestión empresarial en empresas de cinco regiones del país”.

En desarrollo del programa, se realizó un diplomado sobre Gestión Energética Avanzada en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla y Bucaramanga con la participación de 12 universidades.

Igualmente, se avanza en la elaboración de la Guía Técnica Colombiana, GTC, de Gestión Integral de la Energía.

La UPME realizó conferencias dirigidas principalmente a los sectores residencial, industrial, hotelero y público, en las cuales se incluyeron temas de iluminación eficiente, uso racional y eficiente de energía en refrigeración, auditorías energéticas, gestión integral de la energía.

En el marco del Convenio UPME - ANDESCO, durante los días 23 y 24 de noviembre de 2011 se desarrolló el segundo Seminario de Eficiencia Energética en Servicios Públicos.

En los trabajos de caracterización energética, durante el segundo semestre de 2011 la UPME desarrolló una consultoría tendiente a realizar un análisis del consumo de energía en los departamentos de Amazonas y Vaupés.

En relación con las FNCE, se aprobó e inició el componente 1 del proyecto “Catalytic Investments for Geothermal Power”, con recursos del GEF a través del BID como agencia implementadora, el cual busca definir elementos de política, regulación e institucionalidad para remover las barreras al desarrollo de las fuentes no convencionales de energía de origen renovable en Colombia.

Por otra parte, se continuó brindando apoyo técnico en la formulación de las NTCs, presidiendo los comités No. 24 de Energía Solar y Fotovoltaica y el No. 185 de Energía Eólica en el ICONTEC.

Con el propósito de conformar un banco de proyectos elegibles que mediante la investigación e innovación se enfoquen en solucionar problemáticas nacionales relacionadas con el potencial y aprovechamiento del recurso hidroenergético, se abrió la Convocatoria 558 COLCIENCIAS – UPME.

Finalmente, también se iniciaron las gestiones orientadas a lograr la realización de una evaluación con detalle regional de los recursos solar y eólico en la Costa Caribe.

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.

La UPME en ejercicio de la Secretaría Técnica de la Comisión Intersectorial de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE) concretó dos reuniones en las cuales se mostró el avance de las temáticas en URE y FNCE.

Siguiendo los lineamientos del MME y de la CIURE, la UPME ha establecido Ruta Eólica, de acuerdo con la realización de reuniones con los actores de proyectos de gran escala de las ER identificándose las siguientes problemáticas por solucionar, en lo Ambiental, lo social y económico, el financiamiento, la regulación, e Infraestructura.

2.8. 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, utilizado para calcular las emisiones de la línea base para una actividad de proyecto de MDL, que sustituye energía eléctrica desde la red.

Como un aporte del BID se ha recibido la consultoría de “Asistencia Técnica a la UPME para el Cálculo del Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional de Colombia”, la cual tiene como objetivo calcular y documentar el factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional de Colombia.

Dicha consultoría emplea el método y alternativa de cálculo que haya sido seleccionado por los Entes Gubernamentales con injerencia en el tema, tras el análisis de las diferentes opciones propuestas por el “Tool to Calculate The Emission Factor for an Electricity System” y que resulten ser las más adecuadas para el contexto Colombiano, teniendo en cuenta las características del sector eléctrico, la disponibilidad de información, los costos y capacidad asociados a cada opción de cálculo, entre otros.

El informe final de esta consultoría está en proceso de validación por parte del BID en Washington, para su posterior sustentación ante el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, MADS, y el Ministerio de Minas y Energía, MME, como instancias gubernamentales.

Por otra parte, se 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.

Dicha cooperación incluye, entre otros, la identificación y valoración de las barreras para que proyectos de IE accedan a dichos esquemas de mercado, entre ellos el del MDL, así como las estrategias y mecanismos que podrían hacer viable dicho proceso.

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 y Desarrollo Sostenible. Las etapas incluyeron:

- El Establecimiento del Marco Ambiental Estratégico
- El Alcance de la Evaluación Ambiental Estratégico, EAE
- El Modelo de Evaluación
- El análisis y Diagnóstico Ambiental
- La Evaluación Ambiental de Opciones Alternativas
- La Prevención y Seguimiento
- La Elaboración y Consulta de Informes Finales

Por otra parte, se inició un trabajo coordinado con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, con el fin de encontrar los mecanismos que permitan que los proyectos hidroenergéticos se desarrollen 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 evaluación del componente ambiental, que permitan establecer una valoración integral de dichos proyectos.

Con el fin de actualizar el Sistema de Gestión Ambiental en la UPME, se contrató la “Asesoría para la Implementación del Sistema de Gestión Ambiental en la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME”, la cual al final del ejercicio generó la catalización del manual de procesos ambientales, funciones, programas y matrices que serán adoptados y acoplados al plan de calidad de la UPME.

Como un aporte desde la UPME para la incorporación y dimensionamiento en la etapa de pre- factibilidad de proyectos, se está desarrollando la consultoría para la Actualización del Modelo de Costos de Gestión Ambiental, como un proyecto para actualizar el modelo de costos de gestión ambiental existente en la Unidad, así como sus variables y pesos que permitan calcular los indicadores de impacto y costo ambiental e implementar nuevos indicadores, si es el caso, con el fin de ser incorporados y tenidos en cuenta en el proceso de planeamiento de la generación y transmisión eléctrica.

Se han incorporado en las convocatorias de proyectos de transmisión eléctrica elementos ambientales a nivel de alertas tempranas con la ayuda de herramientas como Tremarctos <http://www.tremarctoscolombia.org/home.html>, para orientación en la etapa de formulación de trazados con consideraciones ambientales y sociales.

En desarrollo de los compromisos adquiridos en la Convención Marco de Naciones Unidas Para el Cambio Climático, se suministra para el inventario de GEI para el modulo de energía elaborado por el IDEAM para la actualización del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia 1990 – 2009 del sector energía

Se participa en la política de gobierno en la Estrategia Colombiana de Desarrollo bajo en Carbono, ECDBC, haciendo una contribución de la información que el desarrollo de la estrategia requiere como insumo para su formulación.

En relación con las agendas interministeriales MME y MADS se han desarrollado propuestas y proyectos en las siguientes temáticas contempladas:

- Recurso Hídrico
- Servicios Ecosistémicos
- Cambio Climático
- Gestión Ambiental Sectorial
- Prevención y Control de la Degradación Ambiental



Para la reunión de RIO + 20, Colombia ha propuesto la incorporación de indicadores de ODS, los cuales en concurso con el MADS la Cancillería y la subdirección de información se formularon como propuesta país del sector energético las dimensiones ambiental, social y económica como pilares del desarrollo sostenible.

3. FONDOS DE FINANCIACIÓN

3.1. 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.

Con el artículo 103 de la Ley 1450 de 2011 (Plan de Nacional de Desarrollo para el periodo 2010 - 2014), se dio continuidad a este fondo con el objeto de cubrir, a partir del 2011, hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 de las áreas rurales de menor desarrollo, zonas de difícil gestión, y barrios subnormales. El manejo de los recursos del fondo será realizado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Con base en lo anterior se proyectó un decreto de reglamentación del FOES, el cual se expidió el 20 de enero de 2012 con el número 0111.

En cumplimiento con la normatividad establecida, para el 2011 se distribuyeron recursos para las Áreas Especiales, reportadas por los comercializadores de energía por un valor de \$74.968,7 millones y se beneficio un promedio de 2.590.273 usuarios. Durante la vigencia del fondo desde el 2004 al 2011 se han girado recursos por valor de \$854.310 millones así:

**Tabla 4. Distribución de recursos
2004 - 2011**

Año	Recursos asignados¹ -1	Recursos ejecutados² -2	Porcentaje ejecutado (2) / (1)
2004	70.000	70.000	100,00%
2005	120.000	120.000	100,00%
2006	162.949	161.100	99,00%
2007	104.080	87.677	84,00%
2008	100.000	87.677	88,00%
2009	132.600	132.600	100,00%
2010	120.289	120.289	100,00%
2011	75.000	74.969	99,96%

1. Apropriación Vigente 2. Compromisos

Fuente: DNP - DIFP y Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía

Para el 2012 se estima una distribución de recursos por valor de \$107.265 millones de pesos.

3.2. Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI

3.2.1. Información Básica

El Gobierno Nacional mediante las leyes 142 de 1994 y 286 de 1996 creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI 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, con el fin de consolidar y validar y se reconozcan los déficits o superávits (según sea el caso), las conciliaciones de las cuentas de subsidios y contribuciones trimestralmente haciendo uso de la metodología establecida para tal fin.

3.2.2. Información Estadística

De acuerdo con las estadísticas determinadas con base en las validaciones efectuadas de la información reportada por las empresas, se observa que los sectores eléctrico y de gas combustible distribuido por red física, vienen presentando un comportamiento deficitario donde se 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 2011, el Gobierno Nacional en cumplimiento de la ley de Servicios Públicos Domiciliarios y de la ley 1117 de 2006, entregaron \$ 959.861 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$115.000 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 promedio, los usuarios del servicio de energía eléctrica beneficiados fueron del estrato 1: 2.853.422, del estrato 2: 4.179.825 y del estrato 3: 2.366.951, para un total de usuarios beneficiarios de 9.400.198

En cuanto al servicio de gas combustible por red física de tubería, se cubrió el déficit en subsidios con recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (\$5.500 millones) y con recursos del Presupuesto General de la Nación (\$144.500 millones) para un total de \$150.000 millones beneficiando a 1.086.820 usuarios de estrato 1 y a 2.218.399 del estrato 2, promedio mes.

3.2.3. Perspectivas

De conformidad con lo dispuesto en la ley 1117 de 2006 (Régimen de subsidios), se tiene presupuestado, para la vigencia 2012, ejecutar recursos por el orden de los \$ 1.255.836 millones con el fin de otorgar subsidios para 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 \$203.511 millones (\$1.800 millones vía excedentes de la contribución de solidaridad y \$201.711 millones por el Presupuesto Nacional directamente).

3.3. 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 mayo de 2011 y mayo de 2012, se aprobaron recursos por \$24.800 millones en reunión del Comité de Administración del FAZNI – CAFAZNI del 23 de mayo de 2011 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. Además, se tienen comprometidos con vigencias futuras \$41.200 millones para las Áreas Excluidas de Amazonas y San Andrés y Providencia.



Tabla 5. Asignación FAZNI 2009 - 2012
(Millones de pesos)

Departamento	Acumulado 2009	2010	2011	2012	Total
Amazonas	\$ 27.663,73	\$ 8.200,00		\$ 6.800,00	\$ 42.663,73
Antioquia	\$ 1.446,34				\$ 1.446,34
Caquetá	\$ 34.855,69				\$ 34.855,69
Casanare	\$ 459,59				\$ 459,59
Cauca	\$ 26.844,37	\$ 37.802,41	\$ 82.402,52		\$ 147.049,30
Chocó	\$ 25.175,82				\$ 25.175,82
Guainía	\$ 3.326,65				\$ 3.326,65
Guaviare	\$ 3.734,00				\$ 3.734,00
Meta	\$ 19.911,81				\$ 19.911,81
Nariño	\$ 29.822,90	\$ 25.201,61	\$ 54.935,01		\$ 109.959,52
Putumayo	\$ 8.746,50				\$ 8.746,50
San Andrés Isla	\$ 24.219,36	\$ 15.000,00		\$ 35.000,00	\$ 74.219,36
Vaupés	\$ 85.791,37	\$ 37.122,00	\$ 24.800,00		\$ 122.913,37
Vichada	\$ 5.297,60				\$ 5.297,60
Nacional	\$ 2.953,50				\$ 2.953,50
Total	\$ 300.249,24	\$ 123.326,02	\$ 162.137,53	\$ 41.800,00	\$ 627.512,80

Fuente: Dirección de Energía Eléctrica - Ministerio de Minas y Energía

3.4. Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas – FAER

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas. Creado por el artículo 105 de la ley 788 de 2002, y reglamentado por el Decreto 1122 de 2008, es un fondo cuenta especial sin personería jurídica, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Política de Colombia, el Estatuto Orgánico del Presupuesto Nacional y demás normas vigentes aplicables, administrado por el Ministerio de Minas y Energía o por quien éste designe.

Su objeto son los proyectos de electrificación rural que tengan asociadas líneas de interconexión de media tensión y subestaciones de distribución que permitan incrementar la confiabilidad, calidad y la ampliación de cobertura.

La ley 1376 de 2010 extendió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018 y amplió el objeto de inversión de los recursos del fondo.

El Artículo 115 de la ley 1450 de 2011 (Plan Nacional de Desarrollo) estableció que se conformará con los recursos económicos que recaude el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), correspondientes a un peso con treinta y cuatro centavos moneda corriente (\$1.34), por kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista.

En la tabla siguiente se resume la suscripción de convenios durante el año 2011 por valor de \$43.250

millones de pesos para la ejecución de proyectos en los siguientes departamentos:

Tabla 6. Inversiones con recursos FAER

Departamento	(Cifras en millones de pesos)
Bolívar	6,009.83
Cauca	13,050.89
Cesar	3,557.71
Córdoba	5,892.29
Guajira	4,479.79
Magdalena	7,000.11
Nariño	1,357.80
Santander	527.64
Tolima	1,374.51
Total	43,250.57

Fuente: Dirección de Energía Eléctrica - Ministerio de Minas y Energía

3.5. Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas, que fue creado por el Artículo 63 de la ley 812 de 2003 y reglamentado por el Decreto 1123 de 2008, busca la financiación por parte del Gobierno Nacional de proyectos elegibles de normalización de redes eléctricas. Estos proyectos corresponden a la ejecución de obras de infraestructura que contemplen la instalación o adecuación de las redes de distribución de energía eléctrica, la acometida a la vivienda del usuario, incluyendo el contador o sistema de medición del consumo. Hacen parte de este tipo de proyectos los establecidos en barrios subnormales, zonas de difícil gestión o zonas de menor desarrollo.

La ley 1117 de 2006 estableció que el término para la ejecución del programa de normalización de redes eléctricas será igual a la vigencia definida para el FAER.

El Art. 104 de la ley 1450 de 2011 (Plan Nacional de Desarrollo), adicionó un peso (\$1) por kilovatio hora transportado para ser fuente de financiación del PRONE, creado mediante la ley 812 de 2003 y continuado mediante la ley 1151 de 2007.

En la siguiente tabla se resumen los convenios suscritos durante el año 2011, por valor de \$59.217 millones de pesos para la ejecución de proyectos en los siguientes departamentos:



Tabla 7. Inversiones con recursos PRONE

Departamento	(Cifras en millones de pesos)
Atlántico	5,649.38
Bolívar	13,011.51
Cesar	4,067.32
Córdoba	1,895.46
Guajira	2,587.00
Magdalena	17,956.00
Nariño	13,140.90
Sucre	909.73
Total	59,217.30

Fuente: Dirección de Energía Eléctrica - Ministerio de Minas y Energía

4. Prestación del servicio de energía en zonas no interconectadas

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 2011 de la entidad:

Mapa 1. Colombia sus dos zonas



Fuente: IPSE, Mayo 2012

4.1. Proyectos ejecutados, en proceso de ejecución y programados 2004 - 2011

**Tabla 8. Cuadro resumen de inversiones 2004 - 2011
(Millones de pesos)**

Proyectos de inversión en infraestructura energética	Valor total
Interconexiones Construidas (Cabeceras Municipales)	98.408
Interconexiones Menores (Localidades y Corregimientos menores)	18.268
Interconexiones con recursos aprobados	313.838
Subtotal Interconexiones	430.514
Otras Inversiones PCH (Mitú)	118.000
Otros Térmicas y Redes de MT y BT FAZNI	139.976
Otras Térmicas y Redes MT y BT FNR	21.198
Subtotal Otros	279.174
Preinversión	62.800
AOM y Operación Comercial	107.517
Subsidios por menores tarifas (Girados) a Diciembre del 2011	317.190
Áreas de Servicio Exclusivo Amazonas	62.228
Áreas de Servicio Exclusivo San Andrés	155.919
Subtotal Áreas de Servicio Exclusivo (San Andrés, Amazonas)	218.147
Total (aproximadamente)	1.415.342
	1,45 Billones
	US\$ 778*

Fuente: Subdirección de Planificación Energética y Subdirección de Contratos y Seguimiento IPSE

De lo anterior, se tiene que:

- A mayo de 2012 se han realizado inversiones cercanas a los \$1,45 billones.
- Durante el periodo 2004-2011, se dio solución definitiva a 39 de 54 municipios.
- De estos, 31 municipios fueron interconexiones al SIN.
- Se analizan alternativas de interconexión para solucionar estructuralmente el problema de energía en 2 municipios de los departamentos de Chocó y Antioquia (Vigía de Fuerte y Bojayá).
- Se cuentan con los diseños definitivos para dos municipios (Santa Rosalía y La Primavera -Vichada) elaborados por ISA.
- Se cuentan con diseños definitivos y se están realizando los procesos de consulta previa para la interconexiones El Tigre - Unguía - Acandí; Certegui - Alto Baudó - Nuquí; Quibdó - Beté - Bahía Solano, 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 autónoma a seis municipios restantes de la cobertura de servicio del objeto IPSE (Mapiripán-Meta, Solano-Caquetá, La Primavera-Vichada, Puerto Leguízamo-Putumayo, Cumaribo-Vichada, La Macarena-Meta)

4.2. Seguimiento Técnico de Proyectos Energéticos

Para una mayor ilustración, a continuación se presenta la relación de los proyectos de interconexión eléctrica construidos en ZNI que actualmente están en operación:

**Tabla 9. Proyectos de interconexión ZNI en operación al 2011
(Millones de pesos)**

Programa	Depto.	Nombre del proyecto	Valor proyecto	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 Darién a 44 kV	1.950	5.111
	Boyacá	Interconexión 34,5 kV Yopal - Labranzagrande, 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) Puerto Carreño (Vichada)	14.927	6.335
	Subtotal			98.408

Continúa ►

► Continúa: Tabla 9. Proyectos de interconexión zni en operación al 2011

Programa	Depto.	Nombre del proyecto	Valor proyecto	Impacto Social
				Número de habitantes
Soluciones Convencionales Ejecutadas en Corregimientos y/o Localidades menores	Chocó	Interconexión 13,2 kV Bahía Solano - Punta Huina (Chocó)	358	345
Soluciones Convencionales Ejecutadas en Corregimientos y/o Localidades menores	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
	Guajira	Interconexión 13.2 kV Nazareth - Puerto Estrella	830	381
	Cauca	Interconexión Mocoa (Putumayo) - San Juan de Villalobos (Cauca)	11.146	1.055
Subtotal			18.268	9.095
Total			117.506	308.704

Fuente: Plan Energético ZNI - IPSE

En la siguiente tabla, se muestran los proyectos de interconexión ZNI que cuentan con recursos para su financiación:

Tabla 10. Proyectos ZNI con fuente de financiación

Depto.	Nombre del Proyecto	Longitud km, Redes de Alta, Media y Baja tensión	Vr. Proyecto (\$ Millones) Corrientes	Impacto Social		Fuente de Financiación
				Población Beneficiada	Número de Habitantes	
Cauca y Nariño	Macroproyecto Interconexión Pacífico Colombiano Cauca-Nariño	(115 kV) 220 km (34,5 kV) 271 km, (13,2 kV) 27 km	210.000	Guapi, Timbiquí, López de Micay, Santabárbara de Iscuandé, El Charco, La Tola, Olaya Herrera, Mosquera, Francisco Pizarro	53.230	FAZNI
Nariño	Construcción de la interconexión eléctrica desde Palo Seco a las localidades de Chilvi Dorado, Guaval, Bocas de Telembi, Palsapi, Gorgona I y Gorgona II en el municipio de Roberto Payan departamento de Nariño.	(13,2 kV) 16,1 km	2.251	Chilvi Dorado, Guaval, Bocas de Telembi, Palsapi, Gorgona I y Gorgona II en el municipio de Roberto Payan	3.670	FNR

Continúa ►

► Continúa

Depto.	Nombre del Proyecto	Longitud km, Redes de Alta, Media y Baja tensión	Vr. Proyecto (\$ Millones) Corrientes	Impacto Social		Fuente de Financiación
				Población Beneficiada	Número de Habitantes	
Guajira	Interconexión Uribia - Cardón - Cabo de la Vela (Guajira)	(34,5 kV) 69 km	3.571	Uribia - El Cardón	3.000	IPSE
	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				
	Construcción línea 34,5 kv San José del Guaviare – Triunfo II- El Capricho, subestación eléctrica 34,5/13,2 kv 2*1.5 Mva y electrificación rural de veredas en los municipios del El Retorno y San José del Guaviare.	(34,5 kV) 33,91 km (13,2 kV) 137,2 km	13.306	Mirolindo, Santa Barbara, la Reforma, la Voragine y Cerritos en el municipio del Retorno; Capricho, Altos Cerritos, Triunfo II, Triunfo I, Tres Tejas, Nueva Tolima, Turpial, Monserrate, Caracol, Los Alpes, El Retiro, Las Delicias, Puerto Arturo, Las Brisas, Los Naranjos, Raudal del Guayabero, El Progreso, Laguna Negra, Buenavista II, Agua Bonita y La Fuga del municipio de San José del Guaviare	7.345	FNR
	Construcción de línea de Interconexión a 34.5 KV, subestación Boquerón 34.5/13.8 KV - 1.5 MVA y obras complementarias para la electrificación del Corregimiento de Boqueron y 28 veredas del Municipio de San José del Guaviare,.	(34,5 kV) 40 km (13,2 kV) 188 km BT 63 km	7.190	Corregimiento de Boqueron y 28 veredas del Municipio de San José del Guaviare	5.900	FNR
Caquetá	Construcción línea de interconexión San Vicente del Caguan - Los Pozos - Delicias - San Juan de Losada y su área rural con subestación eléctrica de 2.0 MVA 34,5/14,4 KV en las Delicias Municipio de San Vicente del Caguan Departamento del Caquetá.	(13,2 kV) 273,8 km BT-142 Km	12.446	Los Pozos - Delicias - San Juan de Losada y su área rural	9,305	FNR
Total			248.764		73.154	

Fuente: Plan Energético ZNI - IPSE

4.3. Proyectos de Investigación, Ciencia y Tecnología

4.3.1. Adquisición, montaje, pruebas y puesta en operación de diez seguidores solares en diferentes localidades en la Zonas No Interconectadas

En los corregimientos de Puerto Estrella y Nazareth municipio de Uribia, departamento de La Guajira, y de Isla Fuerte - Bolívar se instalaron 10 seguidores solares de dos ejes, de 12.5 kW cada uno, ocho en Alta Guajira y dos en Isla Fuerte, los cuales ya se encuentran instalados en la isla. Estos seguidores generan electricidad a tensión trifásica de 120/208 voltios, a una red eléctrica aislada, que serán integrados a otras fuentes de generación tales como aerogeneradores (dos de 100 kW), grupos electrógenos con combustible gas licuado de petróleo - GLP y diesel (ACPM). Actualmente se encuentra en evaluación para su réplica en otras localidades de las ZNI.



Foto. Seguidor solar instalado en Nazareth – Guajira. Diciembre de 2011 IPSE

4.3.2. Implementación de aerogeneradores y obras complementarias para la integración de soluciones energéticas con fuentes no convencionales en la Alta Guajira

En los corregimientos de Puerto Estrella y Nazareth municipio de Uribia, departamento de La Guajira, se realizó el montaje e instalación de dos aerogeneradores 200 kW cada uno, que serán integrados a un sistema híbrido solar, Gas Licuado del Petróleo, GLP y ACPM. En este proyecto de investigación se está evaluando el funcionamiento de los dos aerogeneradores tipo monopala, en los aspectos social, económico y ambiental. Actualmente se encuentra en evaluación para su réplica en otras localidades de las ZNI.



Foto. Vista aerogenerador. Nazareth-Guajira. 2011 IPSE

4.3.3. Investigación e implementación de prototipos vivienda bioclimática dentro de programas URE en diferentes localidades de las ZNI

Mediante este proyecto se diseñaron y construyeron seis prototipos de espacios bioclimáticos habitables, tres (1 aula, 1 vivienda, 1 maloka) en El Totumo-Necoclí-Antioquia, un aula Titumate-Chocó y dos (1 vivienda y 1 aula) en Isla Fuerte-Bolívar, basados en la optimización del manejo de los recursos naturales, la limitación en la emisión de residuos perjudiciales para la salud, las costumbres y hábitos de consumo energéticos caracterizando los componentes del territorio, y las fuentes energéticas en las localidades de las ZNI como programa de Uso Racional y Eficiente de Energía, URE. Actualmente, se encuentra en evaluación su réplica en otras localidades de las ZNI.



Foto. Prototipo maloka (Fondo) y vivienda bioclimática (frente) en la vereda El Totumo, Necoclí, Antioquia. Mayo 2012. Fuente. IPSE.

4.3.4. Proyecto piloto de sustitución de diesel por gas licuado del petróleo - GLP en Isla Fuerte - Bolívar

A través de este proyecto se construyó la Central de Generación de Isla Fuerte conformada por dos grupos electrógenos que operan con gas licuado del petróleo GLP, una subestación elevadora, redes eléctricas de distribución de media y baja tensión, alumbrado público, acometidas domiciliarias, medidores de energía e instalaciones eléctricas internas en las viviendas, con el fin de evaluar el impacto económico, social y medio ambiental de este combustible.



Foto. Vista casa de máquinas, base seguidor solar y tanques de combustible. 2011. Fuente. IPSE.

4.3.5. Generación de energía con gasificación de residuos de madera en Necoclí

En este proyecto de investigación se realizó el montaje y puesta en funcionamiento de un sistema de gasificación de residuos de madera para la obtención de gas combustible, el cual alimenta un grupo electrógeno de 40 kW, a fin de evaluar el impacto social, económico, ambiental, y energético del proyecto.

Se localiza en la vereda El Totumo, corregimiento de Nueva Pampa, municipio de Necoclí Antioquia, con una población beneficiada de aproximadamente 200 habitantes, conformada por mestizos y colonos.



Foto. Gasificador de residuos de madera instalado en El Totumo – Necoclí Antioquia. Noviembre de 2008. IPSE

4.3.6. Implementación de una planta de biodiesel en Mutatá - Urabá Antioqueño

Aprovechando los cultivos existentes en la zona de Mutatá, así como la vocación agrícola de la región del Urabá Antioqueño, el IPSE, avanza en la implementación de un proyecto piloto de una planta de biodiesel utilizando como insumo diferentes variedades agrícolas tales como jatropha, higuerrilla y palma de aceite.

En este proyecto de investigación se construirá una planta de biodiesel de 8.000 Ton/año, una planta extractora de aceite, un laboratorio de análisis, y las instalaciones físicas modulares para vivienda, asistencia sanitaria básica, oficinas y aulas.



Foto. Vista Reactor de producción de Biodiesel. 2011 IPSE

4.3.7. Piloto híbrido solar diesel en Titumate - Chocó

La Financiera Energética Nacional – FEN, en desarrollo del Convenio Interadministrativo IPSE – FEN 062 – 2007, contrató mediante licitación la ejecución de un proyecto piloto de ciencia y tecnología consistente en el diseño, suministro, construcción de la infraestructura, instalación, pruebas y puesta en servicio, operación y monitoreo de un sistema híbrido solar - diesel y remodelación de las redes de distribución en la localidad de Titumate, municipio de Unguía departamento del Chocó.

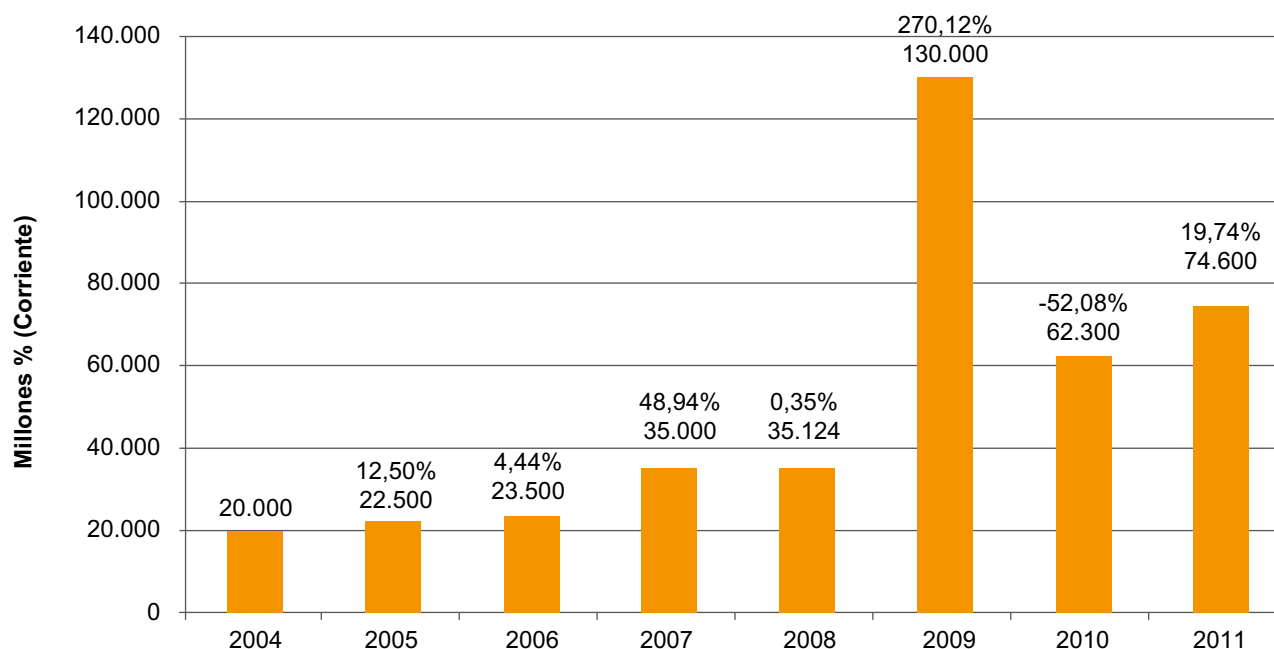


Foto. Vista Central de generación Solar-Diesel, municipio de Unguía - Chocó. 2009 IPSE

Actualmente, se está determinando localidades en las ZNI para implementar replicas.

4.4. Subsidios por Menores Tarifas en las ZNI

Gráfico 4. Evolución de los subsidios por menores tarifas 2004 - 2011

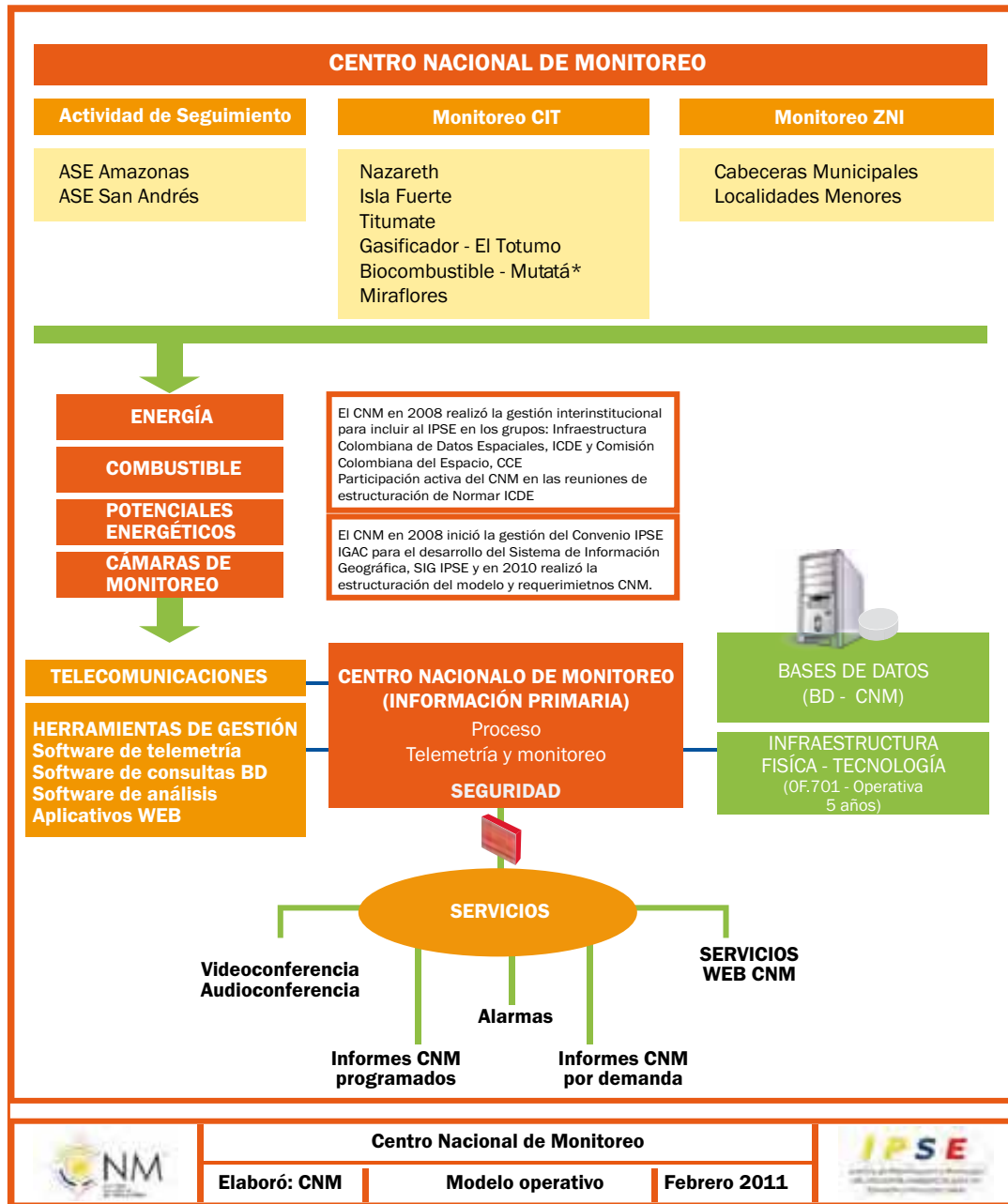


Fuente: Subdirección de Planificación Energética – IPSE

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.

4.5. 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.

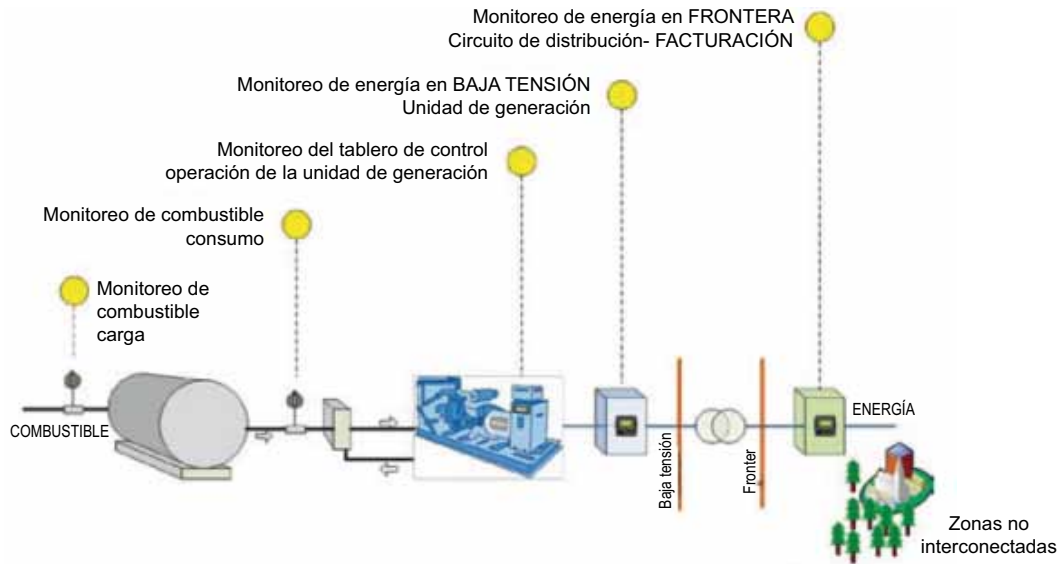


Fuente:

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.

Gráfico 5. Sistemas de monitoreo en ZNI, puntos de medida



Fuente: IPSE

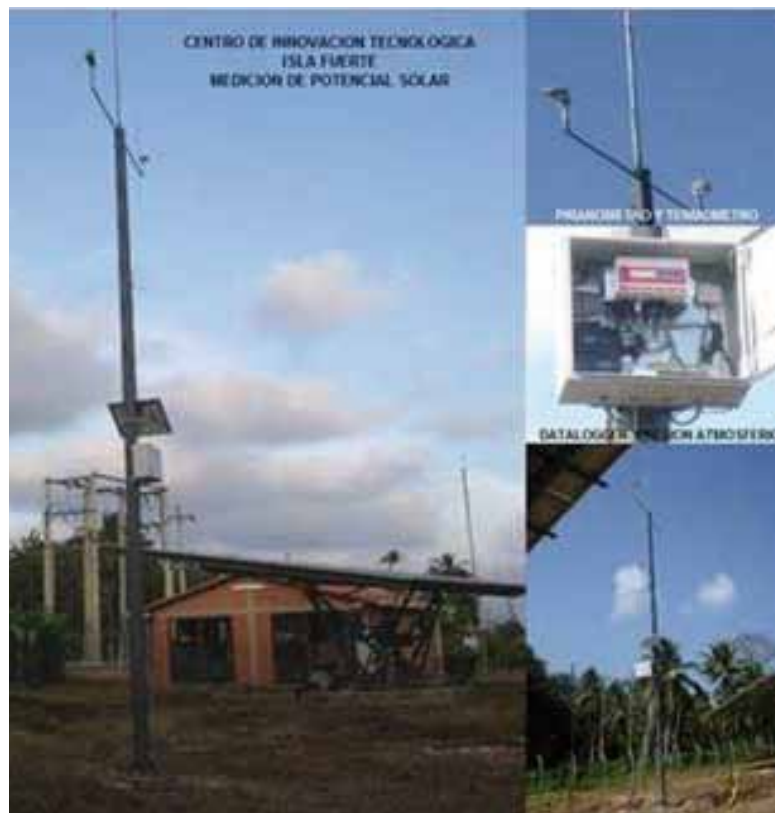
4.7. Proyecto piloto de monitoreo de potenciales energéticos mediante estaciones de medición

Objetivo:

Implementación y puesta en funcionamiento de sistemas de monitoreo de potenciales energéticos: eólico y solar, en localidades de las ZNI – 2012.

Avance del proyecto:

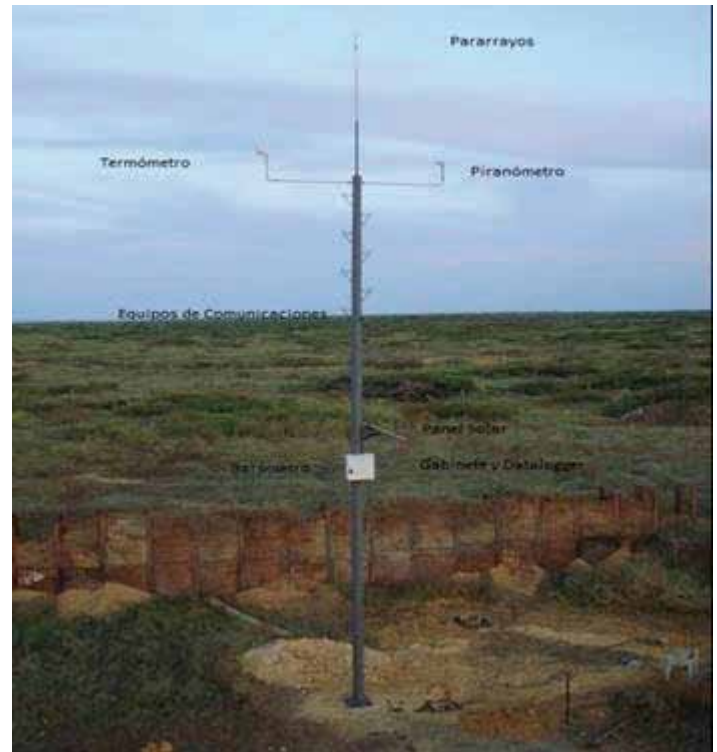
1. Instaladas y en operación: Nazareth - La Guajira (eólico y solar); Puerto Estrella - La Guajira (solar); Isla Fuerte - Bolívar (solar); Titumate – Chocó (solar); Cumaribo - Vichada (Solar); Miraflores - Guaviare (Solar); La Chorrera – Amazonas (Solar), Flor de la Guajira (Eólico – solar).
2. En instalación: El cardón - La Guajira (Eólico-solar) y El cabo de la vela - La Guajira (Eólico-solar)



Fuente: IPSE-CNM

4.8. Logros CNM, Centro Nacional de Monitoreo para las ZNI

- Desarrollo e implementación del sistema de información del CNM – SIETE, que integra toda la información que actualmente se gestiona (telemetría, seguimiento al llamado telefónico, información de infraestructura energética de las ZNI), fortaleciendo la infraestructura tecnológica de los sistemas de cómputo del CNM.
- Estructuración, contratación e Implementación de un esquema de seguridad para salvaguardar la integridad de la información almacenada en los servidores del CNM.
- Estructuración de proyectos de telemetría y su respectiva implementación para las ZNI, que contempla macro medición para implementar telemetría de energía en 53 localidades con sistema de telemetría incluyendo 36 cabeceras municipales de las ZNI.



Fuente: IPSE-CNM

- Estructuración e implementación de sistemas de telemetría en generación y distribución para San Andrés y Providencia.
- Elaboración y socialización de boletines mensuales y semanales indicando la prestación del servicio en las localidades con telemetría, los cuales se están socializando interna y externamente.
- Realizar la actividad de seguimiento a la prestación del servicio de energía a las Áreas de Servicio Exclusivo de Amazonas, San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
- Se gestionó la contratación del servicio de comunicaciones satelital para el periodo 2011-2012 logrando un ahorro de un 25% del costo de transmisión de datos.
- Instalación de estaciones para medición certificada de potenciales energéticos eólico y solar, e inicio de toma de información.
- Al finalizar el año 2011 se recibe el aplicativo SIGIPSE y se inicia el proceso de maduración de la herramienta, lo que contempla la depuración y cargue de información.

5. Marco regulatorio del sector eléctrico

5.1. Mercado mayorista

Teniendo en cuenta que se tiene asegurado el suministro de energía para el corto plazo, en el año 2011 la CREG trabajó en el aseguramiento de la suministro de la energía para el mediano y largo plazo para los cual expidió normas con ajustes a las subastas de energía firme del cargo por confiabilidad, anillos de

seguridad, metodología para definir la energía firme de plantas eólicas, incentivos para el desarrollo de proyectos de gas natural importado por parte de generadores térmicos.

También se convocaron las subastas para asignar los nuevos de proyectos de generación, y adicionalmente se definieron normas para adelantar auditorías a los procesos del operador el mercado de energía mayorista con el fin de garantizar la transparencia del mercado.

5.1.1. Convocatoria a Subastas del Cargo por Confiabilidad

Mediante la resolución CREG-056 de 2011 la CREG convocó a agentes generadores y nuevos inversionistas a participar en la Subasta de Reloj Descendente (SRD) para la construcción de nuevas plantas de generación en un período de cuatro años, que corresponde a la energía firme para el período diciembre 2015 a noviembre 2016. Adicionalmente, se convocó a la Subasta de Sobre Cerrado o Subasta de Plantas GPPS (SGPPS) para plantas nuevas cuyo período de construcción es superior a cuatro años.

Los resultados de las diferentes subastas señaladas fueron los siguientes:

Tabla 11. Resultados subasta SRD para 2015 - 2016

Planta	Ubicación	Energía GWh/año	Capacidad MW	Tipo	Año entrada	Precio US\$/MWh
Tasajero II	Norte de S/der	1,332	160	Térmica	2015	15.7
Gecelsa 32	Córdoba	1,971	250	Térmica	2015	15.7
San Miguel	Antioquia	123	42	Hidráulica	2015	15.7
Ambeima	Tolima	75	45	Hidráulica	2015	15.7
Carlos Lleras Restrepo	Antioquia	200	78	Hidráulica	2015	15.7

Tabla 12. Resultados subasta GPPS para los años 2016 a 2021

Planta	Ubicación	Energía GWh/año	Capacidad MW	Tipo	Año entrada	Precio US\$/MWh
Termonorte	Magdalena	619	88	Térmica	2017	14.9
Porvenir II	Antioquia	1,445	352	Hidráulica	2018	11.7
Sogamoso	Santander	1,440*	820	Hidráulica	2016	15.7
Pescadero- Ituango	Antioquia	3,482**	1,200	Hidráulica	2021	15.7

*Energía adicional a la asignada en el 2008 para un total de asignaciones de 3.790 GWh/año

** Energía adicional a la asignada en el año 2008 para un total de asignaciones de 4.567 GWh/año

5.1.2. Gas natural importado

Teniendo en cuenta las características de consumo estacional y en situaciones de hidrología crítica de gas natural de los generadores térmicos, se expidió la resolución CREG-106 de 2011 mediante la cual se define la opción para que los generadores térmicos que respaldan obligaciones del cargo por confiabilidad gas natural

lo puedan hacer con gas natural importado de mercados competitivos Energía Firme de Plantas Eólicas.

Con el fin de que todas las tecnologías puedan participar en igualdad de condiciones en las subasta del cargo por confiabilidad, se expidió la resolución CREG-148 de 2011 mediante la cual se define la metodología para el cálculo de la energía firme de planta eólicas.

5.1.3. Anillos de seguridad

Para permitir que las plantas de generación que tengan obligaciones con el cargo por confiabilidad puedan cubrir las salidas por mantenimientos y atrasos en la construcción, se expidió la resolución CREG-153 de 2011 en donde se complementan los esquemas de anillos de seguridad a saber: mercado secundario, demanda desconectable y plantas de última instancia.

5.1.4. Auditorías al Operador del Mercado

El operador del mercado de energía mayorista es el encargado de adelantar todos los procesos comerciales, operativos y transacciones internacionales quien debe adelantar estos procesos de acuerdo con la regulación. Para asegurar que esto sea así, se expidió la resolución CREG-155 de 2001 mediante se define las auditorías al Centro Nacional de Despacho y al Liquidador y Administrador de Cuentas para verificar la forma en que se viene adelantando la aplicación de las normas sobre estos aspectos.



5.1.5. Mercado organizado (MOR)

Esquema para adelantar las compras de energía del mercado regulado mediante esquema de subastas. Se expidió la resolución CREG-090 de 2011 para comentarios, y a partir de la discusión con los diferentes actores del mercado, se decidió ampliar el alcance del trabajo para incorporar nuevos elementos. Se presentará un nuevo proyecto de resolución de consulta para revisión y análisis de la sesión CREG.

5.1.6. Normas para condiciones de crisis

Establece las reglas de operación que se tendrían en el evento de presentarse una situación de crisis, tal como lo puede ser la presencia del fenómeno de “El Niño”. Se expidió la resolución CREG-146 de 2011.

En el año 2012, la CREG viene desarrollando la regulación en cuanto al cargo por confiabilidad. Se pretende desarrollar el esquema de subastas de reconfiguración y las asignaciones de obligaciones de energía del período diciembre de 2016 a noviembre de 2017.

En cuanto a la operación, se están desarrollando los siguientes temas: promoción de la competencia, restricciones y mercado de generación para control de frecuencia.

5.2. Transmisión



La metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica se estableció en la resolución CREG 011 de 2009. Con base en esta metodología se han aprobado y ajustado los inventarios de activos de los transmisores y se están estudiando temas relacionados con la calidad y la expansión del Sistema de Transmisión Nacional, STN

5.2.1. Aprobación de inventarios a cada transmisor

Durante 2011 se resolvieron los recursos de reposición presentados por ISA y Transelca, relacionados con el reconocimiento de sus inventarios. Adicionalmente, por la entrada en servicio de nuevos activos se aprobaron actualizaciones de los inventarios de EPM, ISA, Transelca y Distasa.

5.2.2. Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada

Dentro de las actividades previstas en la metodología de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional, STN, está la de adoptar un reglamento para el reporte de las maniobras y eventos que se presenten y definir un procedimiento para calcular la energía que se dejó de entregar cuando ocurrieron los mencionados eventos.

Lo anterior, con 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.

Durante los años 2011 y 2012 se han realizado varias jornadas de trabajo en forma conjunta con el Centro Nacional de Despacho, CND, y con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, con el propósito de analizar aspectos a tener en cuenta en la regulación definitiva que se expida según la propuesta que fue publicada para consulta en el año 2010 y los comentarios recibidos. Se espera tener la resolución definitiva en el primer semestre del presente año.

Durante el primer semestre de 2012 se espera publicar para consulta el proyecto de resolución para ajustar la resolución CREG 022 de 2001 en relación con la expansión del STN.

Se espera que la resolución de calidad en el STN, en donde precisa el reglamento de reporte de eventos y el cálculo de la energía no entregada en el STN, quede en firme durante el primer semestre de 2012.

5.3. Distribución



Durante el periodo 2011 - 2012 la CREG trabajó en metodologías para optimizar los recursos del sector eléctrico y mejorar la calidad del servicio que reciben los usuarios. En tal sentido estableció un procedimiento para que las empresas distribuidoras implementen planes con lo cuales reduzcan las pérdidas de energía y otro para que se disminuya la cantidad de cortes (continuidad) y se mejore el producto que se entrega (potencia).

Dada la importancia que tiene la medida de los consumos de energía eléctrica tanto para las empresas como para los usuarios, se trabajó en la actualización del Código de Medida, con el cual se establecen todos los requisitos que deben cumplir los equipos para tal fin.

También se adelantó el estudio de la fusión de mercados de comercialización y su consecuencia en la cobertura y costos de comercialización y distribución, cuyo informe final fue publicado a través de la circular CREG 055 de 2011.

5.3.1. Metodología para remunerar planes de reducción de pérdidas

La CREG estableció una metodología para que las empresas de distribución puedan desarrollar planes remunerados que les permitan reducir las pérdidas no técnicas de energía, es decir aquellas que se producen cuando alguien toma de manera ilegal la energía del sistema (Manipulación indebida de medidores o deficientes sistemas de facturación o cables conectados ilícitamente a la red).

5.3.2. Alumbrado público

Si bien el alumbrado público no es un servicio público domiciliario, a través del decreto 2424 de 2006 y de la ley 1150 de 2007 el gobierno nacional delegó en la comisión dos aspectos de esta actividad:

- Costos máximos
- Facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía eléctrica.

A continuación se presentan los logros de la comisión en esta materia.



5.3.3. Costos máximos del servicio de alumbrado público

En relación con el establecimiento de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio de alumbrado público así como el uso de los activos vinculados a los respectivos sistemas, la comisión, posterior a un intenso proceso de consulta y discusión con todos los grupos de interés, concretó la actividad con la expedición de la resolución CREG 123 de 2011.

5.3.4. Facturación y recaudo conjunto del servicio de alumbrado público

Se estableció una metodología para regular el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía, de la contribución creada por la ley 97 de 1913 y 84 de 1915 con destino a la financiación del servicio de alumbrado público en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 29 de la ley 1150 de 2007 a través de la resolución CREG 122 de 2011.

Se recibieron comentarios a la mencionada metodología de los diferentes sectores relacionados con el servicio de alumbrado público por parte de municipios, concesionarios, operadores de red, comercializadores y consultores, respecto de los temas de costo de facturación y desprendible separado.

En el mes de enero de 2012 la Comisión aprobó la metodología de facturación y recaudo del impuesto de alumbrado público con los ajustes respectivos.

Con la resolución 005 de 2012, se modifica la resolución 122 de 2011, mediante la cual se regula el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía, del impuesto creado por la ley 97 de 1913 y 84 de 1915, con destino a la financiación de alumbrado público.

5.3.5. Actualización de cargos de distribución

Cuando entran en operación nuevos activos en el sistema de transmisión regional, STR, la metodología de remuneración de la actividad tiene prevista su actualización. Por esta razón durante el 2011 y 2012 se actualizaron los cargos de las empresas CHEC, CODENSA, ELECTRICARIBE, ENERTOLIMA, EBSA, EPSA, EPM y EEP. Esta actividad es permanente y se desarrolla a la medida que llega la solicitud de actualización por parte de un operador de red.

5.3.6. Actualización del código de medida

El objetivo de la actualización es unificar y actualizar las reglas para la medición de energía eléctrica que son aplicadas en el Sistema Interconectado Nacional.

En el proceso de actualización, la comisión adelantó varias reuniones y visitas con los diferentes actores que participan en el proceso de medición para conocer de primera mano los procedimientos aplicados. Así mismo, solicitó información al mercado para estimar las condiciones actuales de los sistemas de medición y evaluar la aplicación de las nuevas tecnologías disponibles.

Como resultado de los análisis realizados se elaboró la propuesta de modificación del código de medida y el documento que soporta las propuestas realizadas, los cuales fueron publicados para comentarios en la resolución CREG 020 de 2012.

Dentro del trámite correspondiente la comisión adelantó un taller para la presentación de la propuesta a la industria y a terceros interesados.



5.3.7. Calidad del servicio en distribución de energía eléctrica

Para la distribución de energía eléctrica se hace uso de dos grandes grupos de activos: El STR que corresponde a los activos que permiten acercar desde los grandes centros de producción, hasta los límites de las zonas pobladas y el SDL que permite llevar la energía hasta los puntos de consumo tales como casas, industrias, comercio y oficinas. Las actividades realizadas para evaluar la calidad en la prestación del servicio en cada uno de estos sistemas se presenta a continuación:

5.3.7.1. Reglamento de eventos y cálculo de energía no suministrada

Dentro de las actividades previstas en la resolución CREG 097 de 2008 está la de 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.

Durante los años 2011 y 2012 se han realizado varias jornadas de trabajo en forma conjunta con el Centro Nacional de Despacho, CND, y con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, con el propósito de analizar aspectos a tener en cuenta en la regulación definitiva que se expida según la propuesta que fue publicada para consulta en el año 2010 y los comentarios recibidos.

5.3.7.2. Calidad del servicio en el SDL

Una parte importante de la calidad desde el punto de vista regulatorio, es la asociada a la continuidad del servicio que se presta a los usuarios. La forma de medir el desempeño de la empresa en este aspecto está asociada con la duración de las interrupciones del servicio.



La regulación relacionada con la calidad del servicio entregada por las empresas de distribución en los niveles de tensión 1, 2 y 3 está establecida en la resolución CREG 097 de 2008. El esquema de calidad busca incentivar a las empresas de distribución para que mejoren el nivel de calidad del servicio que prestan a sus usuarios.

Durante la aplicación de este esquema, las empresas distribuidoras de energía aumentan o disminuyen la tarifa o cargo que cobran a los usuarios por concepto de distribución (componente Dt en la factura) en la medida en que mejoran o desmejoran la calidad del servicio que prestan. Estas mejoras o desmejoras son medidas con respecto a un nivel de calidad de referencia particular para cada empresa, establecido por la CREG.

Adicional a la variación en la tarifa, el esquema prevé que cuando la calidad del servicio recibida por un usuario es inferior al nivel de referencia, en el que ese usuario es clasificado según su grupo de calidad, la empresa debe compensarlo en forma monetaria. El grupo de calidad al que pertenece cada usuario es informado en la factura.

Para la aplicación del esquema las empresas deben cumplir con los requisitos determinados en la regulación, la cual además establece que el desempeño de la empresa y la correcta aplicación del esquema serán revisados mediante la aplicación de auditorías. Durante el año 2011 y lo corrido de 2012 se continuó trabajando en la implementación del nuevo esquema. Para este fin, las labores ejecutadas fueron las siguientes:

- Se establecieron para todos los operadores de red del sistema interconectado los índices de referencia necesarios para la aplicación del esquema.
- Se contrató y desarrolló un estudio encaminado a identificar aspectos a tener en cuenta en la aplicación de las auditorías a la información. El consultor presentó los resultados en un taller realizado en el mes de noviembre de 2011 y las respuestas a los comentarios recibidos fueron publicadas por la CREG mediante circular de enero de 2012.
- Se encuentra en preparación la propuesta regulatoria para establecer el mecanismo de auditorías del esquema, con base en el estudio mencionado en el numeral anterior.
- Durante el año 2012, la CREG propenderá por lograr la disminución de las pérdidas no técnicas en el sistema interconectado, continuando con la aplicación de la metodología aprobada y realizando los demás esfuerzos regulatorios necesarios en el logro de este objetivo.

- A fin de proporcionar las herramientas necesarias para la correcta aplicación del esquema de calidad del servicio y de esta forma cerrar el ciclo que se debe cumplir para su implementación y revisión, durante el segundo semestre de 2012 se expedirá la resolución de consulta sobre criterios y lineamientos que deben ser tenidos en cuenta en las auditorías a la información correspondiente.

5.4. Comercialización

5.4.1. Introducción

Durante el año 2011 la CREG trabajó en la definición de reglas aplicables a las empresas que desarrollan la actividad de comercialización de energía eléctrica; es decir, para aquellas empresas que compran y venden energía eléctrica en el mercado mayorista con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales. Lo anterior a fin de precisar el alcance de las obligaciones y las responsabilidades de dichas empresas.

También avanzó en la definición de la metodología de remuneración de la actividad, entendida como lo que hay que pagar a los comercializadores por atender usuarios finales regulados.

5.4.2. Desarrollo

5.4.2.1. Reglamento de comercialización de energía eléctrica

Se analizó la regulación existente respecto a la relación de los comercializadores de energía eléctrica con los demás agentes de la cadena, para determinar los cambios que se requerían en la regulación vigente, en pro de establecer responsabilidades claras para los comercializadores y otros agentes que faciliten la interacción entre ellos, disminuir riesgos y promover la competencia en la actividad.

- Avances y logros

El desarrollo del reglamento de comercialización de energía eléctrica implicó trabajar también en la regulación sobre: i) el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo; ii) garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el mercado de energía mayorista; y iii) el reglamento de mecanismos de cubrimiento para el pago de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional y del sistema de distribución local. El trabajo abarcó la expedición de 4 resoluciones en forma definitiva.

Tabla 13. Resoluciones expedidas y temas abordados

Resolución	Comentarios
156/2011	La cual establece el reglamento de comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del reglamento de operación
157/2011	Donde se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo y se adoptan otras disposiciones
158/2011	Se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el mercado de energía mayorista
159/2011	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

En el 2012, se han expedido las resoluciones CREG 009, 043 de 2012; las cuales contienen los ajustes a las resoluciones CREG 156, 157, 158 y 159 de 2011, motivadas entre otros por la armonización regulatoria requerida con Ecuador.

5.4.3. Metodología de remuneración de comercialización de energía eléctrica

Se avanzó en la determinación de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica, que considera: i) las políticas sectoriales; ii) el modelo de comercialización más apropiado para la actividad; y iii) los riesgos y particularidades propios de la actividad.

Durante el año 2012, se han expedido las resoluciones CREG 044 y 045 de 2012, las cuales contienen los criterios generales propuestos para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

La CREG, pretende establecer un esquema de prestador de última instancia (PUI) que garantice la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios en aquellos casos en que el comercializador que lo atiende sea retirado del mercado.

Así mismo, expedir la normatividad definitiva sobre los indicadores de calidad en la atención a los usuarios, de tal forma que se establezcan estándares de calidad para la actividad de comercialización.

5.4.4. Zonas No Interconectadas

5.4.4.1. Solicitud revisión tarifaria



- Objetivos

Análisis de las solicitudes de revisión tarifaria presentadas por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica de las ZNI, en el marco de las leyes 142 y 143 de 1994 y de la resolución CREG 091 de 2007.

- Avances y logros

Se analizaron ocho (8) solicitudes presentadas por las empresas a la CREG, mediante apertura de las correspondientes actuaciones administrativas con los siguientes resultados:

- Siete (7) resoluciones resolviendo solicitudes de revisión tarifaria.
- Una (1) solicitud pendiente de resolver.

En lo corrido del año 2012, se expidió de la resolución 025 de 2012 con la cual se resuelve la solicitud de

modificación por mutuo acuerdo de la resolución 091 de 2007, efectuada por la Empresa de Energía del Guainía La Ceiba S.A

Adicionalmente, se emitió la resolución 050 de 2012 con la cual se decidió el recurso de reposición en contra de la resolución 025 de 2012.

5.4.4.2. Fórmula tarifaria

- **Objetivos**

Poner en conocimiento de las empresas de las Zonas No Interconectadas las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar las fórmulas del período tarifario siguiente, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 127 de la ley 142 de 1994 y el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

- **Avances y logros**

Tras realizar reuniones con los prestadores del servicio y entidades del sector relacionadas con las Zonas No Interconectadas, la comisión ha recopilado los comentarios presentados, los cuales están siendo analizados por la CREG para la definición de las bases conceptuales para la remuneración del servicio de energía eléctrica en las ZNI en el nuevo período tarifario. Producto de este análisis se ha elaborado un documento preliminar de definición de bases.

En el mes de Abril de 2012, se contrató un consultor que realiza los estudios pertinentes en cada actividad de la prestación del servicio en las ZNI para el desarrollo de la metodología definitiva que remunere las actividades de generación, distribución y comercialización en estas zonas.



5.4.4.3. Interconexiones internacionales

5.4.4.4. Armonización regulatoria andina

- **Introducción**

En el 2011 aparece la decisión CAN 757, la cual mantuvo la suspensión de la aplicación de la decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” por un plazo de hasta 2 años, con el fin de concluir la revisión de la mencionada decisión y establecer un nuevo régimen comunitario para los intercambios de energía eléctrica entre los países miembros.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas participó en el proceso de diseño de la citada decisión.

- **Desarrollo**

En agosto de 2011 las autoridades de la Comunidad Andina emitieron la citada decisión CAN 757, la cual contiene los siguientes aspectos relevantes en el proceso de los intercambios de los países andinos, especialmente en los intercambios Colombia – Ecuador y Colombia-Ecuador – Perú.

- En primer término, como se advierte arriba se mantuvo la suspensión de la aplicación de la decisión CAN 536.
- En segundo término, los países miembros de la CAN, especialmente en los intercambios Colombia – Ecuador, acordaron que el despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda del otro país equivalente en los nodos de frontera. Los flujos en los enlaces internacionales y, en consecuencia, las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, se originarán en el despacho coordinado entre Colombia y Ecuador, de conformidad con las respectivas regulaciones. El despacho coordinado que se determine y que sirva de base para cubrir las demandas, será cumplido por Colombia y Ecuador y podrá ser objeto de modificaciones posteriores por parte de los operadores solamente por razones de emergencia y seguridad. Los reguladores de Colombia y Ecuador efectuarán los ajustes en las normativas internas para reflejar estas causales de modificación al despacho, así como su verificación.
- Tercero. se abrió el camino para que puedan haber contratos bilaterales entre agentes de Colombia con agentes de Perú, siendo Ecuador, cuando se produzcan esos intercambios, un país de tránsito de la energía.



En el contexto andino, durante el 2012 la CREG ha participado de las reuniones programadas por la CAN donde se ha avanzado en el proceso de armonización regulatoria específicamente en los siguientes temas:

- Colombia y Ecuador deberán establecer cuáles son las razones de emergencia y seguridad que permitirán modificaciones en el despacho coordinado (redespachos), las reglas para contratos financieros entre comercializadores de Ecuador, Colombia y Perú.
- Los países miembros de la CAN, junto con los países invitados, deberán avanzar en el desarrollo de la nueva Decisión CAN que regirá los intercambios de los países miembros.

5.4.4.5 Armonización regulatoria Colombia - Panamá

- **Introducción**

Durante el 2011 y los meses de enero a mayo de 2012 la CREG y el regulador de Panamá, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), avanzaron en el proceso de armonización regulatoria que permitirá los intercambios de energía eléctrica cuando entre en operación la interconexión que conecte los dos mercados.

- Desarrollo

En el desarrollo del proceso de armonización regulatoria ambos reguladores han emitido la siguiente regulación:

- Resoluciones de carácter general con las disposiciones de cómo serán los intercambios de energía y confiabilidad entre los dos países.
- Resoluciones de carácter general con la formulación de las equivalencias de Energía Firme y Potencia Firme.
- Concepto de No Objeción al reglamento de la subasta que presentó la Empresa Propietaria del Enlace Internacional Colombia Panamá, EECP.
- Resolución de consulta para permitir que: i) comercializadores en Colombia puedan vender Obligaciones de Energía Firme en Panamá, ii) generadores de Panamá puedan participar en las asignaciones del cargo por confiabilidad presentando un contrato de compra de DFACI que se perfecciona si resulta con asignaciones, y iii) generadores con OEF en Colombia que participen en los actos de concurrencia de Panamá y resulten asignados su compromiso, sea por el tiempo de la asignación en Panamá.
- Resolución de consulta con las disposiciones que registrarán los intercambios cuando haya racionamiento.



6. Financiera de Desarrollo Nacional - FEN

El Gobierno Nacional mediante el decreto 4174 modificó la denominación de la Financiera Energética Nacional S.A. – Fen, e introdujo los siguientes cambios:

1. Modificó la denominación de la Financiera Energética Nacional S.A. -FEN- por Financiera de Desarrollo Nacional S.A.
2. Amplió el alcance del objeto social de la financiera a todos los sectores de la economía. Así las cosas, la Financiera de Desarrollo Nacional S.A., con un régimen legal propio, tiene por objeto principal promover, financiar y apoyar empresas o proyectos de inversión en todos los sectores de la economía para lo cual podrá:
 - a) Desarrollar las operaciones previstas para las corporaciones financieras y las previstas en el numeral 1 del artículo 261 del decreto 663 de 1993.
 - b) Recibir, administrar y canalizar los aportes de organismos públicos o privados, nacionales o extranjeros, o de organismos internacionales, destinados a la consolidación, diseño, construcción,

desarrollo y operación de empresas o proyectos.

- c) Estructurar productos financieros y esquemas de apoyo, soporte, promoción y financiación de empresas o proyectos.
- d) Conseguir y gestionar recursos de financiación para el desarrollo de empresas o proyectos.
- e) Proveer cooperación técnica para la preparación, financiamiento y ejecución de proyectos incluyendo la transferencia de tecnología apropiada a través de los esquemas que considere pertinentes.

Vinculó la Financiera de Desarrollo Nacional S.A. en su condición de sociedad de economía mixta al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

3. Incluyó como socios de la Financiera, además de la Nación, a las entidades públicas del orden nacional, departamental, distrital o municipal; a las personas naturales y jurídicas a los organismos internacionales y a las personas jurídicas de derecho público internacional.
4. Modificó la composición de la Junta Directiva de la Financiera así:

- i. El Ministro o el Viceministro de Hacienda y Crédito Público quien la presidirá.
- ii. El Director General de Crédito Público y Tesoro Nacional.
- iii. El Director General o el Subdirector General del Departamento Nacional de Planeación.
- iv. El Ministro de Minas y Energía.
- v. El Ministro de Transporte.
- vi. Dos (2) miembros independientes cuya elección se realizará atendiendo los criterios previstos en el parágrafo segundo del artículo 44 de la ley 964 de 2005.

La Asamblea General de Accionistas podrá modificar la composición de la Junta Directiva, en el evento en que la participación de la Nación en el capital social de la financiera disminuya.



Se fijaron los siguientes principios rectores de la Financiera para desarrollar su objeto social:

1. Tomará todas las medidas conducentes para adoptar estándares de gobierno corporativo.

2. Hará sus financiamientos en los términos y condiciones considerando las necesidades de las empresas o proyectos, los riesgos asumidos por la Financiera de Desarrollo Nacional SA, la calidad de las garantías y en condiciones de mercado.
3. Aplicará criterios de factibilidad financiera, técnica, económica, jurídica e institucional para justificar las inversiones en empresas o proyectos.
4. Establecerá criterios razonables de diversificación de sus inversiones.
5. Obtendrá financiamiento teniendo en cuenta sus necesidades, bajo una prudente administración de los recursos.
6. Promoverá la participación de otras fuentes de financiamiento, a través de mecanismos tales como la organización de consorcios para la concesión de créditos, la suscripción y garantías de valores y participaciones y otras formas de asociación.
7. Priorizará su participación en proyectos y empresas que tengan por objeto fomentar el desarrollo económico.

6.1. Principales hechos de gestión de la FEN durante 2011

Los principales hechos de la gestión de la Financiera durante el año 2011 fueron los siguientes:

- En cuanto a desembolsos pendientes se perfeccionaron los documentos del crédito aprobado el 16 de diciembre de 2009 por \$90.000 millones a GECELCA para el proyecto GECELCA 3 con el fin de desembolsarlo en el año 2012. Así mismo, se continuó con la promoción de la línea de crédito para operaciones mineras, autorizada por la Junta Directiva del 5 de noviembre de 2008 por \$20.000 millones.
- Recuperó cartera por \$111.852,7 millones entre los que se destaca la recuperación de la cartera a cargo de EBSA por \$70.911,6 millones (incluye un prepago de \$41.065,4 millones; capital por \$39.161,7 millones más los intereses causados desde el 20 de octubre hasta el 30 de noviembre de 2011 por \$1.111,9 millones y \$791,7 millones por la compensación del prepago), ENERTOLIMA por \$35.840,5 millones y EMCALI por \$5.031,5 millones
- Recaudó comisiones por concepto de garantías por \$41 millones discriminadas de la siguiente forma: \$19,3 millones de la garantía TERMOPAIPA IV y \$21,6 millones por las garantías otorgadas a EBSA para compras en el mercado de energía mayorista-MEM.



- Recaudó comisiones por los negocios que adelanta para terceros por \$ 466,1 millones detalladas así: \$11,7 millones del encargo fiduciario de MITÚ, \$216,5 millones del encargo fiduciario de la ANH, \$97,3 millones del Patrimonio Autónomo ANH Transferencia de Tecnología, \$34,6 millones del convenio interadministrativo IPSE – FINANCIERA 061 – 2006, \$103,8 millones del Patrimonio Autónomo ECOGAS en liquidación y \$2,1 millones del encargo fiduciario Portafolio EBSA.
- Atendió el pago de la garantía FG-001/96 emitida para respaldar el contrato de compra de disponibilidad de potencia firmado entre Empresa de Energía de Boyacá S.A. –EBSA (posteriormente cedido a Gestión Energética S.A.-GENSA) y la Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. -CES respecto de la Central Termopaipa IV; los pagos hechos a CES ascendieron a \$13.557 millones equivalentes a USD \$7,4 millones.
- Obtuvo reembolsos por parte de la Nación - Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto de los pagos hechos por la financiera en virtud de la anterior garantía por \$19.723,2 millones de capital e intereses por \$56,8 millones.
- Otorgó garantías a EBSA para respaldar compras de energía en el Mercado de Energía Mayorista MEM por \$35.095,6 millones.
- Pagó dividendos a los accionistas por \$51.764 millones por el año terminado en 2010.
- 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, correspondiente a la venta de acciones de EPSA financiada por la Nación, en virtud del “Encargo Fiduciario Empresa de Energía del Pacífico S.A. -EPSA-” por \$12.184,5 millones y posteriormente le trasladó a la Nación este mismo valor.
- Recuperó cartera administrada correspondiente a los pagarés suscritos por GENSA en virtud de la contragarantía otorgada por la Nación al proyecto Paipa IV por \$2.145,2 millones y posteriormente le trasladó a la Nación este mismo valor. El 29 de marzo de 2011 en cumplimiento del Decreto 939 la Nación capitalizó de la deuda de GENSA con la Nación por \$110.177,9 millones (\$109.176,3 millones por capital y \$1.001,6 millones por intereses) por medio de un canje de deuda.
- En virtud del Convenio Interadministrativo “Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución



de Ingresos” pagó subsidios del sector eléctrico por \$121.918,9 millones y del sector gas por \$4.224,39 millones. Adicionalmente constituyó las inversiones forzosas para estos fondos de acuerdo con el Decreto 1525 de 2008 por \$157.813,28 millones.

6.2. Perspectivas para el año 2012

Las perspectivas del año 2012 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 \$35.206 millones.
- Honrar garantías por la totalidad de los valores garantizados por concepto de la disponibilidad de potencia (USD 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 \$ 36.000 millones.
- Obtener comisiones por \$149 millones por los negocios para terceros y por las garantías otorgadas por la FEN.
- Obtener rendimientos del portafolio de inversiones por aproximadamente \$15.000 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 patrimonios autónomos.
- Pagar impuestos por aproximadamente \$58.752 millones.
- Pagar las contribuciones que la FEN debe realizar por \$5.385 millones a la Superintendencia Financiera, a la Contraloría General de la República y a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME por (\$5.258 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 energía eléctrica en Colombia

Con una participación de 70.32% en la propiedad del STN, ISA mantiene su liderazgo en el sector eléctrico colombiano, consolidándose como 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. Portafolio de servicios

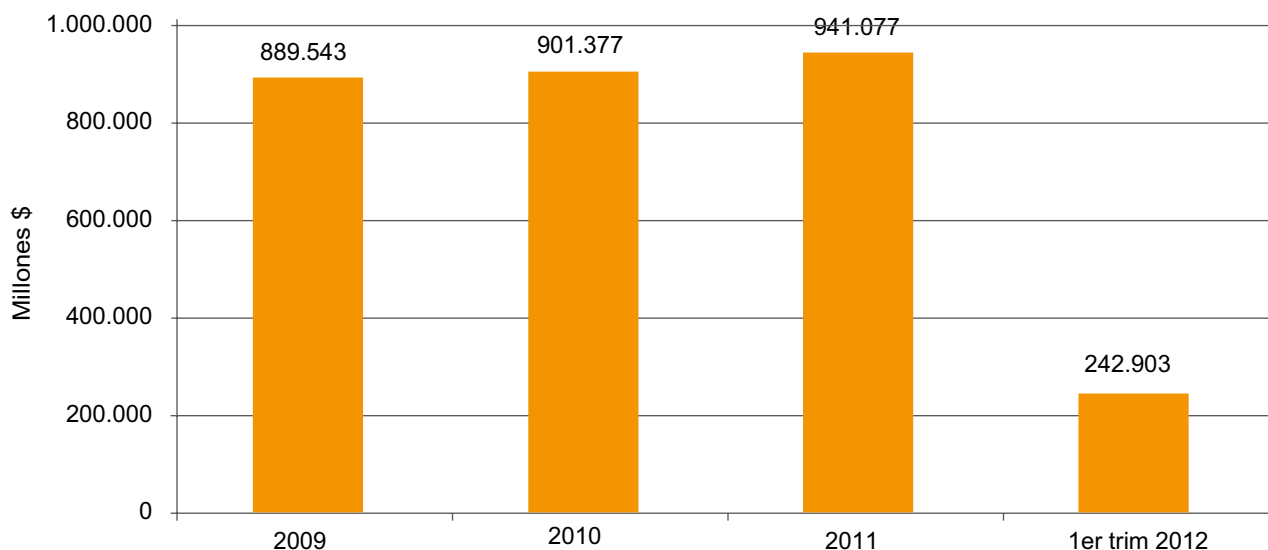
La compañía brinda un completo portafolio de servicios a través de un área comercial integrada, que se vale de la sinergia entre ISA y TRANSELCA:

- Transporte de energía eléctrica: se ofrece a los agentes del mercado para la comercialización de energía y la interconexión de los sistemas eléctricos regionales.
- Conexión al STN: proporciona a los generadores, operadores de red, transportadores regionales y grandes consumidores el acceso a la red para permitirles recibir o entregar la potencia y energía eléctrica requerida o generada.
- Servicios asociados: ISA presta a sus clientes una serie de servicios adicionales, entre los cuales se destacan los estudios eléctricos y energéticos y el mantenimiento de sistemas de transmisión.

Por estos servicios, ISA percibió en 2011 ingresos por \$941,077 millones, que representaron un crecimiento de 4.4% frente a 2010.

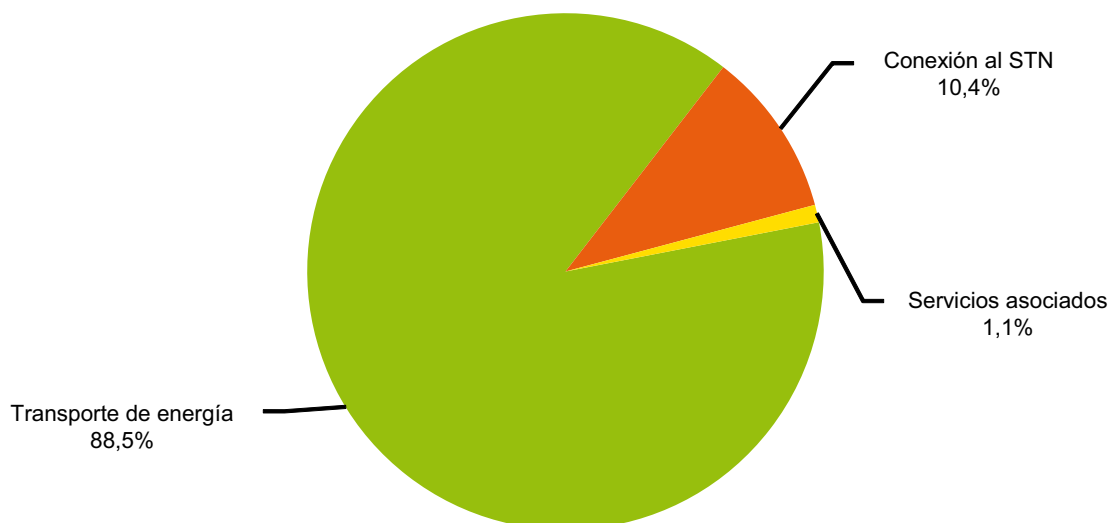
Durante el primer trimestre de 2012, los ingresos por estos servicios fueron de \$242,903 millones, con un acumulado a mayo 31 de \$408,995 millones.

Gráfico 6. Ingresos por servicios



Fuente: Isa

Gráfico 7. Participación de ingresos por servicios



Fuente: Isa

El servicio de transporte de energía de ISA cuenta con la certificación de calidad ISO 9001, versión 2000, para realizar estudios, diseño, suministro, construcción, montaje, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de energía eléctrica. Así mismo, está certificado en gestión ambiental, y en seguridad y salud ocupacional, bajo las normas ISO 14001 y OHSAS 18001 para la operación, el mantenimiento y la conexión al STN. Como reto adicional, ISA avanza en el proceso de obtener la certificación ISO 27001 en seguridad de la información.

El negocio de Transporte de Energía Eléctrica de ISA incursionó en redes sociales, específicamente en Twitter, con el propósito de contar con una interacción más oportuna y permanente con sus clientes a través de nuevos espacios de comunicación y relacionamiento. A través de la cuenta @tenergiaISA el negocio establece comunicación en tiempo real con sus clientes, soportada en información de interés que agrega valor a la gestión.

7.2. Comportamiento de la red

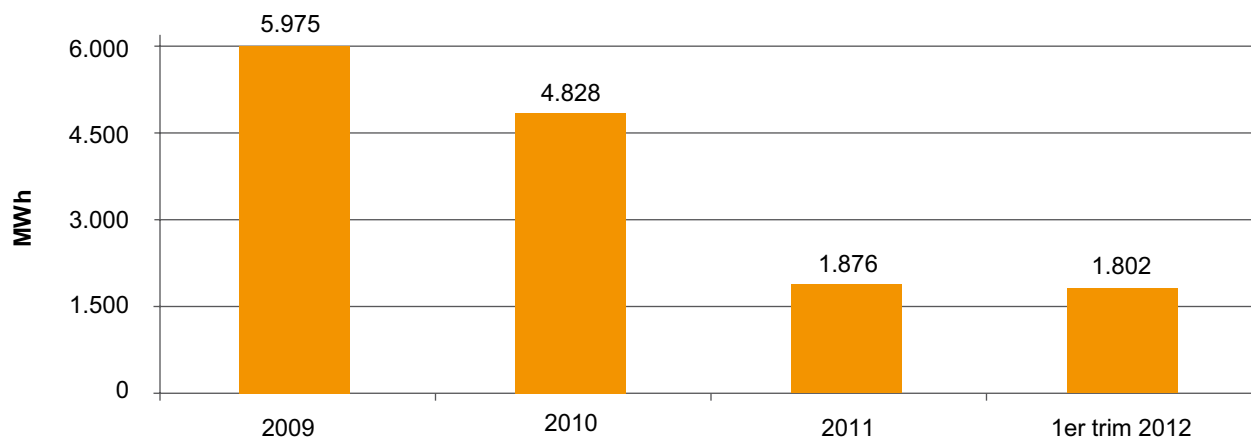
Los indicadores de gestión de la red de transmisión de ISA superaron las metas establecidas para 2011, lo cual muestra la rigurosidad y excelencia con que se ejecutan cada uno de los procesos del negocio. Los indicadores asociados a la disponibilidad y continuidad del suministro de energía tuvieron los siguientes resultados:

7.3. Energía No Suministrada –ENS–

La Energía No Suministrada al SIN fue de 1,876 MWh, cifra que está por debajo de la meta establecida para el año (6,895 MWh). El resultado del indicador obedece a causas atribuibles a la Empresa y no considera los atentados. El 78.2% de la ENS fue causada por actividades de mantenimiento programado y coordinado con los clientes afectados. Este resultado corresponde a una óptima operatividad del sistema, pues sólo el 0.003% de la demanda total del SIN (57,150 GWh) correspondió a ENS.

Durante el primer trimestre de 2012, la ENS al SIN fue de 1,802 MWh por mantenimiento programado en elementos radiales del sistema.

Gráfico 8. Energía no suministrada ENS

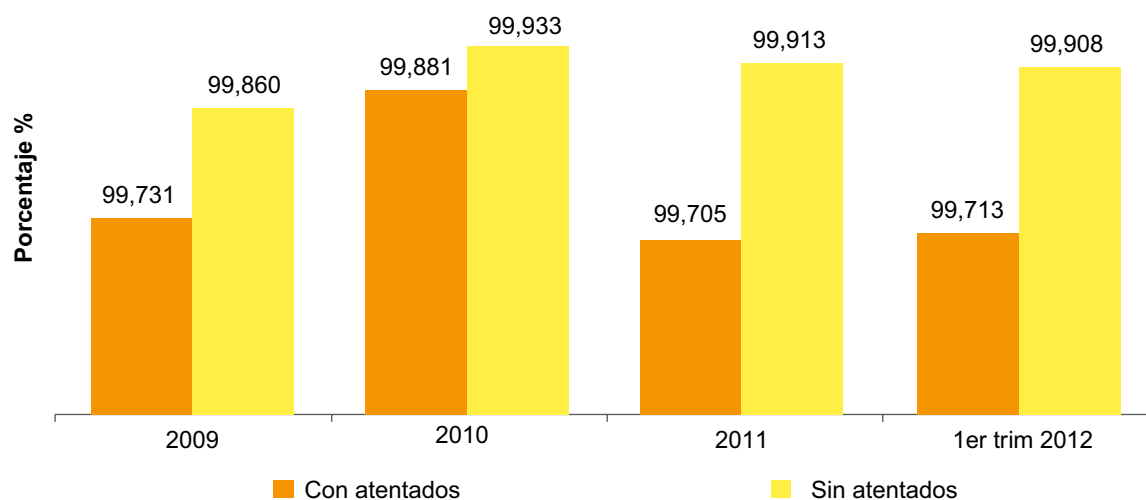


Fuente: Isa

7.4. Disponibilidad de la red de transmisión

La disponibilidad total promedio para todos los activos de ISA fue de 99.913%, cifra que supera la meta fijada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, que fue de 99.881%.

Gráfico 9. Disponibilidad de la red de ISA



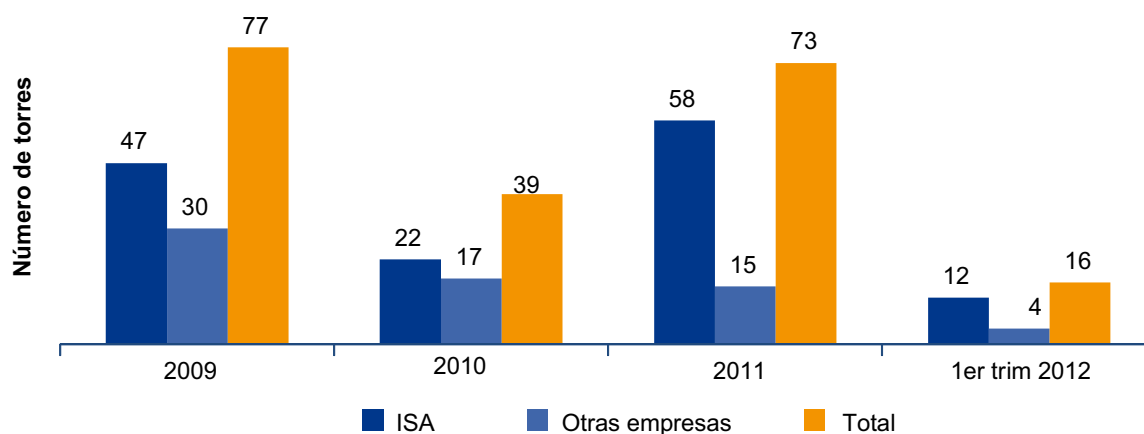
Fuente: Isa

7.5. Atentados a la infraestructura eléctrica

Durante el año fueron derribadas de la red de ISA 58 torres, 36 más que en 2010. De este total, 36 fueron afectadas en el departamento de Antioquia, 15 en el departamento de Arauca y el resto en los departamentos de La Guajira y Norte de Santander.

A mayo 31 de 2012, fueron atentadas 21 torres, concentrándose en los mismos departamentos, con una tendencia incremental Guajira (9), con la misma tendencia Arauca (6) y con menor tendencia Antioquia (4).

Gráfico 10. Torres afectadas en el SIN



Fuente: Isa

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 2011, el 98% de la infraestructura de ISA que había sido afectada por atentados estaba recuperada.

El tiempo promedio de recuperación de las estructuras afectadas fue de 21.8 días por torre, similar a los 20.9 días del año 2010, 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 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, departamento de Antioquia.

7.6. Torres afectadas por el invierno

ISA con la temporada Invernal de 2011 no fue ajena a la afectación del resto del país; sin embargo, se logró controlar las amenazas de fallas del sistema por deslizamientos e inundaciones, especialmente en las zonas de los Santanderes, Antioquia, Cundinamarca y Boyacá. Las amenazas de mayor riesgo fueron superadas mediante acciones preventivas oportunas que van desde inspecciones aéreas e inspecciones pedestres detalladas, en combinación con medidas tales como obras civiles y variantes de línea para evasión de este tipo de riesgos.

Durante los primeros cinco meses del año 2012, el invierno redujo su afectación al sistema de transmisión, causando un impacto considerado normal y en el que ISA viene trabajando.

7.7. Desarrollo tecnológico

ISA orienta sus esfuerzos hacia el fortalecimiento de las tecnologías del negocio, buscando el desarrollo de las competencias esenciales y el mejoramiento de sus procesos, con el propósito de mantener su liderazgo en la prestación segura y confiable del servicio de transporte de energía, el cumplimiento de las normas, y la ejecución de procesos seguros para las personas y en equilibrio con el medio ambiente. En este período se destacan las siguientes iniciativas:



- **Confiabilidad del servicio**

ISA continúa renovando varias de sus subestaciones, para lo cual 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). Se avanza en los estudios para iniciar en 2012 la fabricación de equipos y construcción de las obras civiles.

- **Trabajos con Tensión –TcT–**

Las innovaciones alcanzadas en esta actividad permitieron realizar nuevos procedimientos de mantenimiento en vivo, entre los cuales se destacan: el cambio de un transformador de potencia en la subestación Caño Limón 230 kV, la conexión de un autotransformador en la subestación Torca 230 kV y el cambio de aisladores poliméricos en líneas de transmisión. Adicionalmente, todos los integrantes del equipo de TcT de ISA obtuvieron la certificación en las Normas de Competencia Laboral.

- **Nuevas tecnologías**

se realizaron inspecciones aéreas con cámaras de alta tecnología, obteniendo así mejoras en el diagnóstico del desempeño de las líneas de transmisión. Adicionalmente, la adquisición de una nueva tecnología permitirá obtener mejoras significativas en el desempeño de las líneas de transmisión y en los sistemas de control de las subestaciones ante la ocurrencia de descargas atmosféricas.

- **Redes inteligentes**

Como avance en la incursión de ISA en redes inteligentes (Smart grids), y buscando incrementar la efectividad en la operación y el mantenimiento de la red de transmisión, se implementaron el Sistema Automático de Recolección de Información –SARIM– (optimiza la captura de datos en campo), y el Sistema Automático de Gestión de Equipos en Subestaciones –SAGES– (captura remota de información de relés y registradores de falla).

- Publicaciones

ISA publicó varios artículos internacionales técnicos asociados al desarrollo y aplicación de nuevos procedimientos de mantenimiento en vivo. Entre estos se destacan: “South American Utilities plan live line replacement program to solve problems with composite insulators”, publicado en la revista INMR International; “Disconnection and connection of CCVTs and PQS applying live line working methodology”, en Croacia (ICOLIM-2011), y “Desconexión y conexión de CCVTs aplicando metodología de TcT”, en Argentina (CITTES-2011), premiado como el mejor trabajo en la categoría de transmisión.

- Patentes

Se recibieron en México y Guatemala los títulos de patente de invención para el dispositivo del desviador de vuelo de aves, el cual se instala en las líneas de transmisión para proteger especies migratorias. La patente tiene además vigencia en Colombia, Honduras, Panamá, Chile, Estados Unidos y Perú.

7.8. Negocio Construcción de Proyectos de Infraestructura

ISA ofrece a sus filiales 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 ejecuta proyectos complejos y adopta innovaciones tecnológicas, soluciones de ingeniería y procesos de gestión alineados con las mejores prácticas mundiales.

Para las actividades de estudios, diseños, suministro, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de proyectos de infraestructura de energía eléctrica y de telecomunicaciones, cuenta, en Colombia, con el certificado de calidad bajo la norma ISO 9001:2008, otorgado por el ICONTEC

En Colombia ISA adelantó los siguientes proyectos:

Tabla 14. Proyectos en ejecución

Proyectos en ejecución	Beneficios	Clientes	Entrada en operación
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 Cartagena (Bolívar)	ISA	2012 (*)
Ampliación redes de distribución eléctrica en Sucre	Recursos del FAER: Amplía el cubrimiento de electrificación en la región La Mojana (Sucre)	Ministerio de Minas y Energía	2012 (*)
Línea Popayán - Guapi a 115 kV y subestaciones asociadas	Recursos del FAZNI: Mejora la prestación del servicio de energía en los departamentos de Cauca y Nariño	Ministerio de Minas y Energía	2012 (*)
Interconexión eléctrica a 34,5 kV y subestaciones asociadas, en el departamento de Chocó	Interconexión eléctrica desde el municipio de Istmina, hasta Paimadó y San Miguel	DISPAC	2012

► Continúa

► Continúa: Tabla 14. Proyectos en ejecución

Proyectos en ejecución	Beneficios	Clientes	Entrada en operación
Subestación Piedecuesta a 115 kV	Conexión de la subestación Piedecuesta a la línea de transmisión Bucaramanga - San Gil	ESSA	2012
Convocatoria UPME 04 2009: Subestación Sogamoso a 500/230 kV y líneas asociadas	Permite la conexión de la central hidroeléctrica Sogamoso, Santander (800 MW) al STN	ISA	2013

Fuente: Isa S.A. E.S.P.

Las fechas de entrada en operación de algunos proyectos se reprogramaron:

Convocatoria UPME 02 2008 - Subestación El Bosque a 230 kV y obras asociadas: ISA recibió en el primer trimestre de 2012, el auto de licenciamiento ambiental que otorga el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, documento que autoriza el inicio de la construcción en Cartagena de la línea de transmisión en doble circuito. La subestación se encuentra terminada.

Ampliación redes de distribución eléctrica en Sucre: por solicitud previa del Ministerio de Minas y Energía se acordó ampliar las características iniciales de la obra, lo cual llevó a realizar cambios en los diseños y a acometer trabajos adicionales que permitieran conectar a nuevos usuarios. A este hecho se suman las intensas precipitaciones del último año en el país, las cuales han sido particularmente fuertes en la depresión momposina, derivando en serias inundaciones en los sitios de obra que limitan el acceso e incrementan los riesgos.

Línea Popayán - Guapi a 115 kV y subestaciones asociadas: el proyecto concluyó en 2011 los diseños y estudios, y entregó en marzo a la Corporación Autónoma Regional del Cauca –CRC– los documentos requeridos para obtener la licencia ambiental. Actualmente esta entidad, con el apoyo de la Corporación Autónoma Regional de Nariño –CORPONARIÑO–, analiza las características sociales y ambientales del territorio y evalúa la propuesta de Plan de Manejo Ambiental –PMA– y las medidas de mitigación de los posibles impactos ambientales. En agosto, la CRC autorizó el inicio de la construcción de las subestaciones en el departamento del Cauca y la ampliación de la subestación San Bernardino en Popayán.

8. Gestion comercial ISAGEN

8.1. Producción y comercialización

La producción de energía soporta los resultados comerciales y las proyecciones de crecimiento empresarial. En 2011 se continuó ejecutando rigurosamente los planes de mantenimiento de las centrales de generación y se avanzó en su actualización tecnológica para garantizar niveles competitivos de disponibilidad de las centrales en el mediano y el largo plazo. Durante el año 2011 se generó la mayor cantidad de energía en toda la historia de ISAGEN, 11.002,5 GWh, que equivale a una participación del 18,8% en el total de la energía que los generadores entregan al Sistema Interconectado Nacional colombiano.

La disponibilidad total de las centrales de ISAGEN durante el 2011 fue de 90,4%, superior a la planeada de 90,1%, gracias a una efectiva gestión en el mantenimiento y oportuna intervención de las fallas presentadas.

La generación total de ISAGEN durante el año 2011 contribuyó a satisfacer en un 19,25 % la demanda de energía eléctrica de Colombia, la cual aumentó aproximadamente en un 2% respecto al año anterior.

Adicionalmente, en el año 2011 con el fin de mantener la disponibilidad operativa de las centrales en el largo plazo, ISAGEN desarrolló el plan de modernización y actualización tecnológica; se avanzó en la ejecución del plan de modernización de las centrales, con la implementación del nuevo sistema de supervisión y control de San Carlos, la instalación de interruptores de generador en Jaguas y la actualización e instalación de diferentes equipos y sistemas auxiliares en las centrales Miel I y Termocentro, lo cual permitirá prolongar la vida útil de estos activos de generación y maximizar su eficiencia.



Foto: Central San Carlos

En lo corrido del año 2012 y hasta el 31 de mayo se ha generado un total de 4.659 GWh que equivalen a una participación del 19,08% de la energía que los generadores colombianos producen. La disponibilidad total de las centrales ha sido de 96,50%, superior a la programada del 94,85% y el cumplimiento del plan de mantenimiento es del 100%.

Durante el año 2012, se viene desarrollando el plan de modernización con la ejecución de algunos de los proyectos de modernización en las diferentes centrales; destacándose la actualización del sistema de control y supervisión de Jaguas.

8.2. Comercialización

En 2011 se comercializaron las mayores cantidades de energía y gas en la historia de la compañía. Se produjeron altos niveles de generación eléctrica y disponibilidad de gas natural para el mercado secundario de este combustible; sin embargo, estuvieron acompañados de bajos niveles de precios en los mercados de corto plazo, lo que se afrontó exitosamente con la estrategia de comercialización en diferentes canales.

En 2011 los ingresos operacionales de ISAGEN fueron de \$1.682.700 millones, un 15% superiores a los del año anterior. 85% corresponden a las ventas de energía en contratos, 10% a las ventas en bolsa y 5% a las ventas de gas y otros.

Se atendió a través de contratos de largo plazo a los clientes industriales y mayoristas que representó el 16,42% de la demanda nacional de energía eléctrica del año 2011.

Las ventas de energía en bolsa alcanzaron representar 3,7% de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) del 2011.



Foto: Termocentro

En 2011 debido a la menor generación de Termocentro, se superó en un 128% las ventas del 2010. Estas cantidades se entregaron en un 47% en contratos bilaterales con clientes finales y mayoristas y un 53% en transacciones electrónicas a través de la plataforma Subastagas. Desde enero de 2011, ISAGEN lanzó al mercado colombiano Subastagas, la primera subasta diaria de suministro del mercado secundario, en una plataforma virtual.

Durante 2011 las actividades de mejoramiento del portafolio de servicios técnicos y de promoción del mismo permitieron que se dieran ventas de servicios a clientes finales industriales se incrementaran.

La gestión comercial de ISAGEN en lo que va del 2012 (enero-mayo) sigue presentado resultados positivos. En este aspecto se destaca:

La renovación del acuerdo de suministro de energía de Colombia hacia Venezuela, a través de los enlaces internacionales Corozo – San Mateo y Cuestecitas – Cuatricentenario, mediante contrato suscrito entre ISAGEN y CORPOELEC de Venezuela.

Los ingresos por venta de energía alcanzan los \$658.133 millones, representados un 63% en contratos a largo plazo, 2,5% exportados a Venezuela, 21,5% comercializados en bolsa de energía; 9,5% por prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) y 3,5% negociados en el mercado secundario por cargo por confiabilidad.

Los ingresos por ventas de gas natural totalizan \$37.532 millones. Estos ingresos se han obtenido a través de la comercialización de este combustible mediante ofertas mercantiles a clientes industriales y mayoristas y las transacciones en SUBASTAGAS. De otro lado, la prestación de servicios técnicos a clientes industriales ha reportado ingresos por \$3.029 millones en el período enero – mayo.

Finalmente, el pasado 27 de enero de 2012 en la subasta realizada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se otorgó energía firme (ENFICC) por 1.440 GWh/año al Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso (820 MW) para el período 2016 – 2034. Esta asignación es adicional a la recibida en la subasta de 2008 y representa un ingreso adicional para ISAGEN de USD 407 millones (USD 22,6 millones por año).

8.3. Plan de expansión

En 2011 se continuó trabajando en la estrategia de crecimiento. Se avanzó en la ejecución de los proyectos hidroeléctricos Sogamoso, Amoyá y Trasvase Manso. Además, logró avances en el desarrollo del portafolio de estudios de energías renovables, especialmente en lo relacionado con la geotermia. Nuestra visión internacional se amplió al evaluar varias posibilidades de inversión y al firmar un acuerdo binacional con Ecuador para el desarrollo de la geotermia en la frontera.

En cuanto al desarrollo de negocios internacionales, en 2011 se continuó analizando y desarrollando diferentes oportunidades de inversión en países donde se encuentren y consoliden las condiciones para generar el mayor valor a nuestros accionistas.

8.3.1. Proyectos en ejecución

8.3.1.1. Trasvase Manso

Se terminaron las obras del Proyecto, el cual consistió en la desviación de parte del caudal del río Manso hacia el embalse Amaní de la central Miel I a través de un túnel con el fin de aumentar la generación de energía en dicha Central.

A la fecha, ISAGEN está a la espera del levantamiento de la medida preventiva impuesta para la entrada en operación del Proyecto Trasvase Manso por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA.

El compromiso con el mercado respecto a la entrada en operación del mencionado Proyecto está definido para el 1º de diciembre de 2012.



8.3.1.2. Proyecto Amoyá

El proyecto hidroeléctrico del Río Amoyá está localizado al sur del departamento del Tolima, en el municipio de Chaparral, 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 mayo de 2012, registra un avance del 91.06% que correspondió al desarrollo de las siguientes actividades:

- Se terminó la construcción de la presa – vertedero y se realizó la última etapa de la desviación del río Amoyá.
- Se concluyó el vaciado de los concretos de casa de máquinas permitiendo el inicio del montaje de los equipos electromecánicos principales. Se instalaron equipos como los transformadores de potencia, el puente grúa, y la subestación encapsulada GIS.
- Se concluyeron todas las excavaciones subterráneas del proyecto.
- Se están ejecutando los acabados arquitectónicos de la casa de máquinas y del edificio de control
- Se terminó la construcción de la línea de transmisión que conecta la Central con la



Subestación Tuluní, así como la ampliación del campo de conexión en la subestación.

Durante el año 2011 el Proyecto Amoyá fue registrado como mecanismo de desarrollo limpio (MDL) por la junta ejecutiva de La Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), quien es la entidad competente para este tema.

Se estima la entrada en operación comercial de la central para el mes de noviembre de 2012, cumpliendo con el compromiso con el mercado.

8.3.1.3. 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.

El proyecto Sogamoso, al 31 de mayo de 2012 presenta un avance del 55,47%.

Para el año 2011 se destaca la ejecución de las siguientes actividades:

- Iniciación de los montajes de la turbina y el generador de la primera unidad.
- Avance de más del 50% en los rellenos de la presa, llegando a 4.800.000 m³ de material colocado y compactado.
- Iniciación de la construcción de la cara de concreto de la presa.
- Avance del 90% en el proceso de fabricación de los equipos electromecánicos principales

En lo que resta de 2012 se han trazado las siguientes metas:

- Terminación de la estructura de concreto que albergará los equipos de generación las cavernas de máquinas y transformadores.
- Entrada en servicio del túnel vial de 1 Km de longitud para permitir la continuidad de los trabajos de la presa que ocuparán un tramo de la vía Nacional entre Bucaramanga y Barrancabermeja.
- Llegada a obra del 100% de los equipos electromecánicos principales.



Se ha reprogramado la ejecución de las obras, contemplando la entrada de las unidades en febrero, abril y mayo de 2014, previo al compromiso adquirido con el mercado de energía, que es para diciembre de 2014.

8.3.2 Plan de Estudios

En 2011 continuamos avanzando en la consolidación de un portafolio de alternativas de inversión en proyectos de generación con fuentes renovables que nos permitan contar oportunamente con opciones para atender la demanda futura de energía en el país.

- Proyectos Hidroeléctricos

Se ha avanzado en los proyectos Cañafisto, Piedra del Sol, Samaná, Patía I y II.

- Proyectos Geotérmicos

- Proyecto Macizo Volcánico del Ruiz: Concluyeron los estudios complementarios de prefactibilidad y se realizó la selección preliminar de los sitios para perforación exploratoria.
- Proyecto Binacional Tufiño - Chiles - Cerro Negro: Se suscribió un convenio específico con la Corporación Eléctrica del Ecuador para la realización conjunta de los estudios de factibilidad del proyecto.

- Proyectos eólicos

Se avanzó en los estudios del potencial eólico en Colombia, se caracterizaron varias zonas en los departamentos de Atlántico y La Guajira. Se actualizó el estudio de conexión para el Proyecto Parque eólico Guajira y su evaluación financiera para las condiciones actuales del mercado de energía eléctrica en Colombia.

8.4. Gestion ambiental y social

Estamos convencidos de que una empresa es viable en un entorno igualmente viable y reconocemos que la protección del medio ambiente y las buenas relaciones con las comunidades de las áreas de influencia, basadas en la confianza, son un factor esencial para la sostenibilidad. Así mismo, privilegiamos la producción de energía a partir de fuentes renovables y buscamos aportar a la mitigación del cambio climático.

En 2011 resaltamos las estrategias para promover la gestión integral energética entre nuestros clientes, la actualización del portafolio de energías renovables, el cumplimiento de los planes manejo ambiental, la gestión complementaria y la actualización de la huella de carbono. Igualmente, presentamos el trabajo articulado con diferentes instituciones para aportar propositivamente a la formulación y aprobación de normas o estándares en temas ambientales.

Todo ello con el propósito de insertar los proyectos y centros productivos en las regiones, con visión de futuro y como oportunidad real de desarrollo para las comunidades, mediante interacciones que contribuyan a la protección ambiental, al desarrollo social y al crecimiento económico.

A la fecha la empresa viene cumpliendo satisfactoriamente con la prevención, mitigación, control y compensación de los impactos ambientales ocasionados por la operación de las centrales de generación y los proyectos.

Con relación a los centros productivos, se destacan los logros reportados en el desarrollo de los planes de manejo ambiental en el tema de biodiversidad, así:

- Sensibilización constante a las comunidades que hacen parte del área de influencia de los centros productivos en construcción y operación acerca de la importancia ecológica, cultural y económica de las especies que se encuentran en su medio y la importancia de preservarlas.
- Desarrollo de alternativas comunitarias en los bosques de la empresa, a partir del uso de recursos naturales no maderables, permitiendo realizar actividades como apicultura y producción de semillas forestales nativas.



- Implementación de proyectos productivos para las comunidades que se encuentran ejerciendo actividades ilegales dentro de los predios de la Empresa. ISAGEN trabajó conjuntamente con ellas mediante convenios con autoridades para que se formulen o implementen proyectos que mejoren su calidad de vida.

Adicionalmente, ISAGEN en el desarrollo de su gestión ambiental complementaria, que va más allá de las obligaciones de ley en los centros productivos se destaca:

- Se posicionó la Escuela de Desarrollo Comunitario en las áreas de influencia de las centrales de generación, la cual hizo un ejercicio de autoformación integral y participativa con 108 comunidades que fortalecieron sus capacidades y adquirieron nuevos conocimientos fundamentales en temas de formación, proyectos y emprendimiento.
- Publicamos la segunda edición del libro “Testimonios de Esperanza: comunidades que le apuestan a la vida, al territorio y al desarrollo” como un ejercicio de memoria colectiva de los aprendizajes de las comunidades de áreas de influencia de las centrales de generación que durante diez años han participado del Programa de Desarrollo Comunitario.

En la gestión social y ambiental en los proyectos, se destaca:

- **Proyecto Sogamoso**

- Se tiene un programa de restablecimiento de las condiciones vida de las comunidades.
- Estudio y control para prevenir enfermedades tropicales como la Leishmaniosis.
- Jornadas de salud, atención psicosocial y salud sexual y reproductiva.
- Instalación de cerca de 100 baterías sanitarias en la zona aledaña al embalse Se rescataron más de 29.000 peces en el sitio de desvío del río Sogamoso.
- Dentro del programa de protección y conservación del hábitat terrestre, se tiene el proyecto Viveros, que consiste en construir dos viveros para producción de arbustos y árboles de especies nativas del área de influencia; y el proyecto de áreas de protección ecológica alrededor del embalse, mediante el cual se realiza la restauración de cerca de 4.000 hectáreas.
- La firma de un convenio con la Piscícola San Silvestre que permitió sembrar 1.740.000 alevinos: Se busca realizar actividades de repoblamiento en sitios apropiados para su desarrollo, ubicados en la cuenca del río Sogamoso aguas abajo de la presa. Igualmente, se realizaron labores de mejoramiento de la infraestructura de la piscícola, y se inició el planteamiento de proyectos de investigación en biología reproductiva de especies nativas de la cuenca del río Magdalena.

- **En el Proyecto Manso**

- Se culminó el programa de saneamiento básico en las áreas de influencia, que benefició aproximadamente a 70 familias.
- Se finalizó el programa de conectividad entre el Parque Natural Nacional Selva de Florencia y la reserva de la sociedad civil del río Manso.

- **En el proyecto Amoyá**

- Se realizaron labores de restauración ecológica de algunas áreas con suelos severamente degradados, contribuyendo a la conservación del agua y el suelo en la parte media de la cuenca del río Amoyá.

8.5. Cambio Climático

ISAGEN se ha vinculado a iniciativas globales para contribuir al desarrollo sostenible mundial, A continuación se destacan los siguientes resultados obtenidos en 2011:

- La junta ejecutiva de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático registró nuestro proyecto hidroeléctrico Amoyá, que actualmente se encuentra en construcción, como nuevo proyecto que cumple con los requisitos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).
- Se avanzó en un plan de Gestión Integral del Cambio Climático, actualizando la medición de nuestras emisiones de gases de efecto invernadero, la emisión total del CO₂ calculada en el 2011 correspondiente al período 2010 fue de 375.181 toneladas y estructurando un portafolio de proyectos para el mercado de carbono y diferentes opciones de com-pensación voluntaria de las emisiones.

- Nos adherimos a la iniciativa Protección del Clima (Caring for Climate) de las Naciones Unidas, con el propósito de desarrollar acciones para disminuir nuestra huella de carbono, promover la adopción de prácticas sostenibles y aportar al desarrollo de políticas públicas que apoyen esta causa.

8.6. Resultados financieros

En 2011 nuestros resultados financieros se mantuvieron positivos. Durante el año la gestión financiera se enfocó en la negociación de diferentes alternativas de créditos con acreedores internacionales para los planes de expansión empresarial. Además, la compañía incursionó en el mercado de valores de Nueva York, con el establecimiento de un programa de ADR nivel 1 para transar la acción en el mercado OTC.

En 2011 se iniciaron los procesos de negociación de créditos que contarán con garantía de agencias de crédito a la exportación por un valor estimado de US\$143.000.000, que presentan mejores condiciones para la compañía en términos de plazo y costo. Se espera cerrar estas negociaciones en el primer semestre de 2012.

Adicionalmente, buscando posicionar a ISAGEN como un activo financiero internacional, se realizaron procesos de debidas diligencias con agencias calificadoras. Al finalizar el año Standard & Poors otorgó a la Compañía el grado de inversión a nivel internacional ubicándola en la escala de BBB-, con lo cual ISAGEN tendrá la oportunidad de acceder al mercado de capitales internacionales posiblemente a costos y plazos más favorables.

En el primer semestre de 2012 la calificadora BRC asignó la calificación AAA a los Bonos de Deuda Pública Interna de ISAGEN

Se firmó contrato de crédito proveedor con el Japan Bank for International Cooperation y el Bank of Tokio hasta por US\$66.000.000 para optimización de la deuda de Sogamoso.

Administrativo

1. Comentarios a la ejecución presupuestal de la vigencia 2011

Tabla 1. Unidad gestión general
Ejecución presupuesto de gastos a diciembre 31 de 2011

Concepto	Presupuesto vigente 2011	Ejecución en compromisos a Dic 31 de 2011	% Ejecución (compromisos frente a presupuesto vigente)	Ejecución en obligaciones a Dic 31 de 2011	% Ejecución (obligaciones frente a presupuesto vigente)
Gastos de funcionamiento	34.988,9	32.717,5	93,5%	32.224,7	92,1%
Gastos de personal	12.273,8	11.998,3	97,8%	11.766,3	95,9%
Gastos generales	2.949,9	2.850,2	96,6%	2.610,0	88,5%
Transferencias	19.765,2	17.869,0	90,4%	17.848,4	90,3%
Gastos de inversión	1.577.275,8	1.558.551,2	98,8%	1.471.133,0	93,3%
Inversión subsidios	1.054.602,5	1.054.602,4	100,0%	1.054.602,4	100,0%
Inversión fondos	488.183,0	487.291,5	99,8%	407.607,7	83,5%
Inversión otros proyectos	34.490,3	16.657,3	48,3%	8.922,9	25,9%
Gran total	1.612.264,7	1.591.268,7	98,7%	1.503.357,7	93,2%

Fuente: Grupo Financiero del Ministerio de Minas y Energía

1.1. Funcionamiento

La ejecución de “gastos de personal” durante la vigencia 2011 fue de \$11.998,3 millones equivalentes al 97,8%, lo cual incluye los salarios de los funcionarios reajustados de acuerdo con lo establecido por el Gobierno Nacional mediante Decreto 1031 de 2011. Igualmente incluye la contratación de servicios profesionales y técnicos, requeridos para el normal funcionamiento de la entidad, por valor de \$1.444,8 millones.

La ejecución en “gastos generales”, en el mismo período fue de \$2.850,2 millones, equivalentes al 96,6% del presupuesto asignado, ejecución que permitió satisfacer las necesidades de la entidad y un adecuado manejo de los recursos dentro de los parámetros de austeridad vigentes.

A través del presupuesto asignado a “transferencias corrientes”, se distribuyeron entre los municipios productores de oro, plata y platino, los recaudos percibidos por concepto de impuesto de estos metales preciosos, por valor de \$13.362,1 millones, correspondientes a la vigencia 2011 y \$1.358,1 millones correspondientes al mes de diciembre de 2010. Se efectuaron pagos por concepto de mesadas a los pensionados del Inea por valor de \$744,7 millones; pagos de aportes previsión pensiones vejez jubilados de Minercol y Carbocol, por valor de \$167,2 millones; se reconocieron y pagaron fallos en contra de la entidad a través del rubro de sentencias por valor de \$160,4 millones, se suscribió el contrato con Caprecom para la administración de pensiones de Minercol por valor de \$49 millones, se pagó a la Contraloría General de la República la cuota de auditaje correspondiente a la vigencia 2011, por valor

de \$1.872,7 millones y la contribución de Colombia en su calidad de país miembro de la Organización Internacional de Energía Atómica, por valor de \$154,9 millones.

La ejecución del presupuesto total de funcionamiento al cierre de la vigencia 2011 llegó a \$32.717,5 millones en compromisos equivalentes al 93,5% y a \$32.225,9 millones en obligaciones, equivalentes a 92,1%, frente al presupuesto vigente de \$34.988,9 millones.

1.2. Inversión

La ejecución del presupuesto de inversión al cierre de la vigencia 2011, llegó a \$1.558.551,2 millones en compromisos, equivalentes al 98,8%, y a \$1.471.133 millones en obligaciones, equivalentes al 93,3%, frente al presupuesto vigente de \$1.577.275,8 millones. En resumen el detalle de la ejecución es el siguiente:

Sector Energía Eléctrica

- Subsidio del consumo de energía de los estratos más pobres de la población del sistema interconectado nacional, por valor de \$877.229,8 millones y \$82.631,2 millones con destino al Ipse para subsidiar zonas no interconectadas, para un total de subsidios asignados de \$959.861 millones.
- Subsidio de las empresas deficitarias del sector eléctrico, a través del Fondo de Solidaridad, por valor de \$115.000 millones.
- A las áreas subnormales del Sistema Interconectado Nacional, se entregaron recursos por \$74.968,7 millones, canalizados a través del proyecto Fondo de Energía Social, Foes.
- Compromiso de recursos para la construcción de la línea de interconexión de Popayán a Guapi – Costa Pacífica – Cauca – Nariño, por \$137.337,5 millones y al proyecto construcción de la microcentral hidroeléctrica de Mitú se le adicionaron recursos por valor de \$24.800 millones, con cargo a los recursos del fondo Fazni.
- Compromiso de recursos por \$43.250,6 millones, canalizados a través del fondo Faer, para la construcción de redes de distribución, montaje de transformadores e instalaciones internas en zonas rurales de los departamentos de Nariño, Bolívar, Córdoba, Cesar, Guajira, Magdalena, Santander, Cauca y Tolima.
- Compromiso de recursos del Prone por \$59.217,3 millones, con destino a barrios subnormales en municipios de los departamentos de Nariño y la región Caribe.

Sector Hidrocarburos y Gas

- Entrega de recursos para subsidiar el consumo de gas de los estratos más pobres de la población, por valor de \$144.372,8 millones.
- Subsidio de las empresas deficitarias del sector con recursos por valor de \$5.500 millones, a través del Fondo de Solidaridad.
- Compromiso de recursos para asesoría técnica para el seguimiento a los contratos de concesión de áreas de servicio exclusivo de gas natural por red, a los contratos de estabilidad jurídica y a los convenios cofinanciados con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento, por valor de \$1.096,5 millones y para la asesoría para la conceptualización y formulación de la reglamentación técnica del sector gas, \$389,5 millones.

- Compromiso de recursos percibidos a través del Fondo Especial Cuota de Fomento para desarrollar proyectos de masificación de gas natural por red, construcción de conexiones a usuarios de menores ingresos, subsidios para gasificación de viviendas estratos 1 y 2, en diferentes regiones del país, por valor de \$27.217,4 millones.
- Entrega de recursos para atender la compensación del transporte de combustibles entre Yumbo y Pasto, a los transportadores mayoristas, por valor de \$33.000 millones.
- Compromiso de recursos por \$2.310,5 millones para la asesoría, diseño, adquisición, mantenimiento y construcción del Sistema de Información de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, Sicom.
- Para la asesoría para el análisis y formulación del desarrollo del subsector de hidrocarburos se destinaron \$46,8 millones y para la formulación de la planeación y política petrolera \$1.021,8 millones.

Sector Minas

- Mejoramiento de la infraestructura informática y física para la gestión minera en el territorio nacional, \$355,4 millones.
- Mejoramiento de la productividad y competitividad minera, \$2.564,8 millones.
- Divulgación y visibilización de las bondades económicas y sociales de la actividad minera, \$278,6 millones.
- Implementación de la política de seguridad minera \$1.336,1 millones.
- Capacitación teórico práctica para la reducción o eliminación del uso del mercurio en procesos de beneficio del oro, \$498,8 millones.
- Censo minero, \$91,3 millones.
- Asistencia y apoyo a implementación técnica de áreas de reserva especial en el Territorio Nacional \$99,9 millones .
- Asistencia técnica y social en la declaratoria de zonas mineras para las comunidades negras e indígenas \$349,7 millones.

Viceministerio

- El Viceministerio (para la vigencia en referencia sólo existía en la estructura del MME un solo viceministerio), comprometió recursos por \$333,7 millones para diseño y ejecución de la estrategia para la gestión de la Agenda Ambiental del sector Minero-energético colombiano.

Administrativa

- Compromiso de \$1.331,7 millones para la construcción del archivo central y \$737 millones para la organización archivística
- Compromiso de \$1.196,6 millones para diseñar e implementar herramientas de participación ciudadana.
- Compromiso de \$1.933,1 millones para la actualización de la infraestructura informática y de comunicaciones.
- Compromiso de \$685,5 millones para el mejoramiento de la infraestructura física.

El cuadro que se muestra a continuación es un resumen de la Reserva Presupuestal constituida a diciembre 31, en la cual se incluyen los compromisos adquiridos en la vigencia 2011 y cuya ejecución se llevará a cabo en la vigencia 2012.

Tabla 2. Reservas presupuestales constituidas a diciembre 31 de 2011

Concepto	Valor reservado	Concepto	Valor reservado
Gastos de personal	\$230.9	Inversión	
Servicios Personales Indirectos	\$230.9	Proyectos sector minas	\$1.041.4
Gastos generales	\$240.2	Proyectos sector hidrocarburos	\$2.396.9
Adquisición de Bienes y Servicios	\$240.2	Proyectos sector gas	\$12.099.7
Transferencias	\$20.5	Proyectos sector eléctrico	\$68.151.4
Pago comisión admón. pensiones de Minercol	\$20.5	Proyecto vice – agenda ambiental	\$87.5
Total funcionamiento	\$491.6	Proyectos a cargo de la secretaría general	\$3.641.4
		Total inversión	\$87.418.3
		Total reserva presupuestal año 2011	\$87.909.9

2. Servicios administrativos

2.1. Programa de Gestión de Activos

2.1.1. Contratos de Comodato

Dando cumplimiento al Programa de Gestión de Activos, se continuó con la ejecución de los contratos de comodato que se relacionan a continuación y que le permitieron a la entidad efectuar ahorros estimados en \$400.700.076 y por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios públicos, seguros e impuestos.

Tabla 3. Ejecución contratos de comodato

Número	Fecha	Concepto	Contratista
GSA 28 2003	30/12/2003	Inmueble Bogotá	DANE
GSA 11 2005	15/07/2005	Parte Inmueble INEA	UPME
GSA 45A 2006	06/12/2006	Parte Inmueble Antiguo INEA	INGEOMINAS

2.1.2. Contratos de arrendamiento

Se lograron ahorros por cerca de \$81.411.344 por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios públicos, seguros e impuestos y vigilancia de los inmuebles dados en arrendamiento, ubicados en las ciudades de Bogotá (arrendamiento FIDIC).

Tabla 4. Contratos de arrendamiento

Número	Fecha	Concepto	Contratista
OJ-15-01	06/09/2002	Parte del inmueble ubicado en la ciudad de Bogotá - CAN.	Fundación Instituto de Inmunología de Colombia - FIDIC

2.1.3. Transferencia inmuebles a Central de Inversiones CISA

Cumpliendo con lo señalado en artículo 238 de la Ley 1450 de 2011 y al Decreto 4054 de 2011, se transfirieron a título gratuito mediante Resolución No. 18 - 2202 del 14 de diciembre de 2011, los inmuebles que se relacionan a continuación, los cuales ascienden a la suma de tres mil ochocientos cincuenta millones veinticuatro mil pesos (\$3.850.024.000.00) moneda corriente:

Tabla 5. Transferencia de inmuebles

Nº	Folio de matrícula inmobiliaria	Municipio	Departamento	Valor
1	180-950	Quibdó	Chocó	1.203.375.000
2	240-190954	Pasto	Nariño	2.545.765.000
3	307-58468	Ricaurte	Cundinamarca	12.000.000
4	307-58467	Ricaurte	Cundinamarca	12.000.000
5	307-58466	Ricaurte	Cundinamarca	12.600.000
6	307-58604	Ricaurte	Cundinamarca	35.344.000
7	307-58606	Ricaurte	Cundinamarca	28.940.000

2.1.4. Programa de reducción y/o eliminación de gastos

Dando cumplimiento al programa de ahorro de gastos administrativos y operativos, el Ministerio realizó retiro en forma definitiva de líneas telefónicas fijas y disminución en el consumo de servicios públicos, obteniendo ahorros por cerca de \$77.364.137.

2.1.5. Mejoramiento de la infraestructura física

A través del proyecto de inversión “Mejoramiento de la infraestructura física del MME Bogotá, Av. El Dorado CAN”, el Grupo de Servicios Administrativos realizó inversiones por valor total de \$141,8 millones.

Igualmente se adelantaron las siguientes actividades:

- Levantamiento arquitectónico de las diferentes áreas del MME y se cuenta con planos actualizados de la distribución de puestos de trabajo de acuerdo con la nuestra estructura (Decreto 381 de 2012) y modificación de la planta de personal (Decreto 382 de 2012) del Ministerio.

- Se está adelantando trámite para obtener cupo de Vigencias Futuras 2013-2014 por valor total de \$1.792.068.675. Lo anterior con el fin de financiar el proyecto de inversión, mejorar el nivel de ejecución del proyecto y disminuir el impacto para los funcionarios y usuarios de la entidad.
- Se están publicando los documentos previos del proceso de contratación 2012-2014, cuyo valor total asciende a la suma de \$2.737.279.475.

3. Participación ciudadana en el ejercicio y control de lo público y la lucha contra la corrupción

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.

3.1. Espacios de interacción con la ciudadanía

Con el fin de fortalecer la participación y el servicio a los ciudadanos, el Ministerio de Minas y Energía ha venido desarrollando diversas actividades a nivel regional, en las cuales se fomenta la interacción con la ciudadanía, abriendo espacios para que formulen sus inquietudes, dudas y sugerencias. Dentro de estas actividades cabe resaltar las siguientes:

3.1.1. Formación e interacción ciudadana para la participación

Entre julio de 2011 y junio de 2012, el Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano realizó y/o coordinó entre otros los siguientes eventos:

- Seminarios en Eficiencia Energética.
- Foros de discusión y análisis de propuestas para la modificación de los reglamentos técnicos Retie y Retilap.
- Ciclos de videoconferencias sobre iluminación y gestión integral de la energía, en convenio con el Sena.
- Apoyo en las mesas de trabajo, que bajo la coordinación de la Dirección de Minas, se realizaron con comunidades negras e indígenas.
- Participación en Ferias Internacionales del sector minero energético y ambiental
- Apoyo en la organización de las jornadas de formalización minera
- Capacitación en Servicio al Ciudadano para diferentes funcionarios del sector minero energético
- Charlas informativas acerca de la institucionalidad minera, procesos, procedimientos y modificaciones en normatividad para diferentes grupos de interés.
- Participación en Congresos y Ferias Internacionales de Minería, Energía, Ambiente y Vocales de Control



3.1.2. Ferias Ciudadanas

El Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas y vinculadas han participado con éxito en las Ferias Ciudadanas organizadas y convocadas por el Departamento Nacional de Planeación, en cumplimiento del Programa Nacional de Servicio al Ciudadano, en los municipios de: Sincelejo, Cartagena, Barrancabermeja, Bogotá, Pasto, Apartadó, San Andrés y Cúcuta, donde además de atender las inquietudes en los temas relaciones a nuestro sector, se ha explicado a niños y adultos de manera didáctica lineamientos relacionados con ahorro y uso eficiente de energía, sustitución de cilindros de gas y tarifas de energía entre otros.



3.1.3. Chats

Una de las principales estrategias para realizar acercamientos con la ciudadanía, aprovechando las redes sociales y medios electrónicos, es la realización de conversatorios virtuales o chats. Durante el último periodo, y con el apoyo de profesionales de las direcciones técnicas del Ministerio, se realizaron los siguientes: Impacto de la minería en las comunidades étnicas; Seguridad minera; Retie; Retilap; y Fondos para la financiación de proyectos en el sector de gas y combustibles.

3.1.4. Audiencia pública de rendición de cuentas 2010 - 2011

El 16 de noviembre del 2011 se realizó la Audiencia Pública de Rendición de Cuentas del Sector Minero Energético 2010- 2011 en el Auditorio de la Biblioteca Virgilio Barco, en Bogotá D.C., de manera conjunta con el Instituto Colombiano de Geología y Minería - INGEOMINAS y la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

De acuerdo con los resultados de la encuesta realizada, el nivel de satisfacción de los participantes asistentes a la Audiencia Publica de Rendición de Cuentas fue del 87%.

3.1.5. Logros 2 años de Gobierno sector Minero Energético

El 24 de julio de 2012 el Gobierno Nacional, en cabeza del presidente Juan Manuel Santos Calderón y del ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas Santamaría, rindió cuentas a la ciudadanía de los logros y avances de estos dos años de gobierno en materia de minas y energía. El evento, que se llevó a cabo en instalaciones de la Refinería de Cartagena – Reficar, contó con una asistencia aproximada de 120 personas, entre ciudadanos, representantes de las empresas y gremios del sector.

3.1.6. Acuerdos para la prosperidad del sector minero

Desde el inicio de los Acuerdos para la Prosperidad, liderados por la Presidencia de la República, el Ministerio de Minas y Energía ha adquirido 43 compromisos, que se han gestionado en su totalidad con las dependencias técnicas encargadas. En la actualidad el Ministerio de Minas y Energía tiene a cargo 32 acciones en proceso de las cuales el 50 % se relacionan con asuntos mineros, el 28% con asuntos de energía eléctrica y el 22% con asuntos de gas.

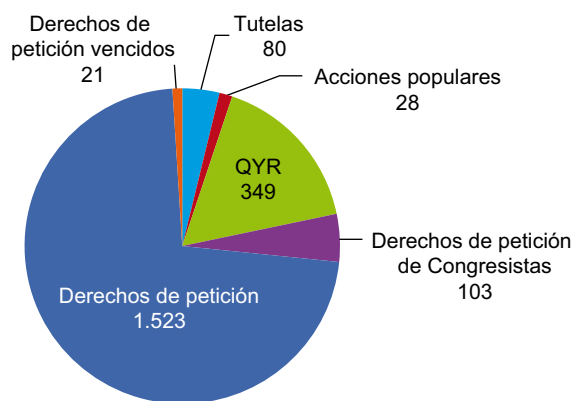
3.2. Fortalecimiento de competencias de los servidores públicos en Servicio al Ciudadano

Las entidades del sector minero energético diseñaron un programa de formación en “Atención y Servicio al Ciudadano” con una duración de 40 horas como una estrategia para desarrollar esta competencia en los servidores y funcionarios del sector, y así mejorar el desempeño laboral, y satisfacer las necesidades de los ciudadanos, clientes o usuarios, este proceso inicio en el mes de mayo y se han capacitado a 35 funcionarios. Se espera finalizarlo durante el mes de septiembre de 2012.

3.3. Mecanismos ciudadanos

La oficina de Participación y Servicio al ciudadano, en sus funciones de control y seguimiento a los derechos de petición, solicitudes de Información, quejas, reclamos y denuncias, ha recibido durante el periodo de junio de 2011 a junio de 2012 un total de 2.104 mecanismos de protección ciudadana cuya distribución por tipo de solicitud es la siguiente:

Gráfica 1. Mecanismos de participación ciudadana

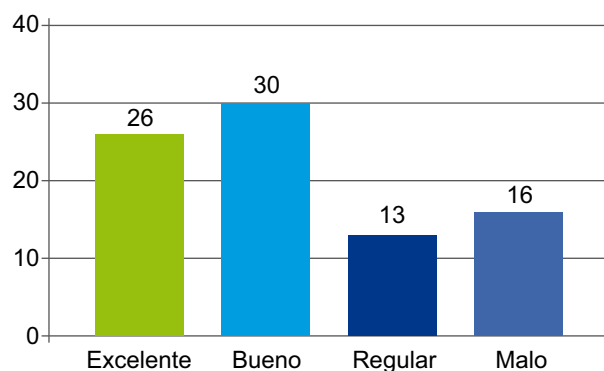


Fuente: Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

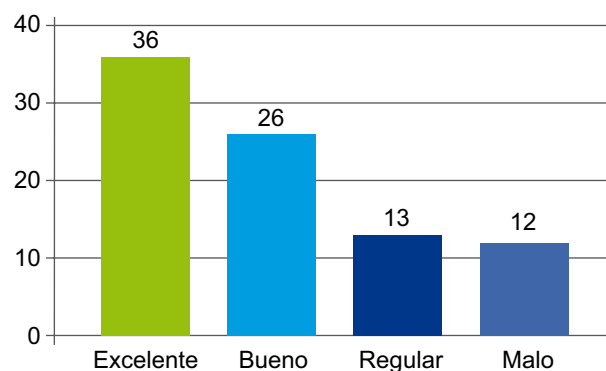
3.3.1. Medición de la satisfacción del cliente en cuanto al producto y la atención

Anualmente se realiza esta medición con el insumo de las PQR's y encuestas realizadas al interior de la entidad y de manera virtual, es de resaltar resultados como los siguientes

Gráfica 2. Calidad de la información



Gráfica 3. Tiempos de respuesta



Fuente: Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

4. Sistema de Gestión

4.1. Plan Sectorial de Desarrollo Administrativo

EL Ministerio de Minas y Energía, así como las entidades adscritas y vinculadas estuvieron presentes en el “Encuentro de Empresas y Entidades del Sector Minas y Energía” realizado el pasado 21 de noviembre de 2011, en el Hotel Casa Dann Carlton.

El evento cumplió con el objetivo de presentar los avances del Plan Sectorial de Desarrollo Administrativo según Ley 489 de 1998, el Decreto 3622 de 2005 y la Resolución 180638 de 2006, señalando las metas y acciones que se efectuaron para el cumplimiento de las cinco políticas que comprenden el plan, asimismo se presentaron los principales logros y retos la Gestión de las entidades adscritas y las electrificadoras vinculadas.

En el evento también se dio espacio para la formulación de inquietudes y el intercambio de experiencias, así como los principales objetivos y retos para el sector minero energético.

4.2. Sistema Integrado de Gestión

Un reto institucional ha sido fortalecer el logro de los resultados planificados, con unos recursos eficientemente administrados, el capital humano, tecnológico y de infraestructura, que garantiza el adecuado desempeño organizacional en aras de la satisfacción de las necesidades de los clientes.

Buscando la mejora continua y como resultado de las auditorías realizadas en los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2011 a todos los procesos de la Entidad, se consolidó el Plan de Mejoramiento, que se ha venido ejecutando durante el primer semestre del año. La Alta Dirección, a través de su representante está comprometida con el desarrollo y fortalecimiento del sistema integrado de gestión y su mejora, lo que se evidencia con la revisión gerencial realizada en el pasado mes de febrero.

En el mes de marzo de 2012, se realizó la Auditoría Externa por parte de la firma Bureau Veritas Certification, donde se renovó la certificación de calidad bajo las normas NTCGP 1000:2009 e ISO 9001:2008.

Las Auditorías Internas de Calidad están programadas para el mes de julio y serán auditados todos los procesos.

4.3. Modelo Estándar de Control Interno, MECI

Con el fin de fortalecer este tema, los auditores internos de calidad recibirán en el mes de julio una capacitación sobre los últimos cambios en el MECI, a fin de actualizar sus conocimientos e implementar en sus dependencias la actualización en los temas objeto de capacitación.

4.3.1. Plan Estratégico Sectorial

El Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas ANH, ANM, CREG, IPSE, UPME y SGC, dando cumplimiento a la Directiva Presidencial No. 9 de 2010, vienen actualizando las metas e indicadores del Plan Estratégico Sectorial en el Sistema de Seguimiento a Metas de Gobierno SISMEG*, con la información técnica de respaldo. Los principales objetivos del plan son:

1. Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y energía eléctrica.
2. Crear una institucionalidad y mecanismos que garanticen una minería responsable y competitiva.
3. Ampliar el acceso de la población más vulnerable al servicio de energía eléctrica y gas.
4. Impulsar la integración energética regional.

En este plan se definieron estrategias y metas sectoriales para el periodo de Gobierno (2010-2014), para el año 2011 se destacan los siguientes logros en las metas de gobierno:

- La producción de crudo llegó a 930 miles de barriles por día (KBPD).
- 335.847 nuevos usuarios del servicio de gas natural en todo el país.
- 126 nuevos pozos exploratorios perforados.
- 76 nuevos contratos de exploración y explotación petrolera.
- La disminución en el Índice de fatalidad minera.
- La creación de la Agencia Nacional de Minería.
- La producción de carbón llegó a 84.6 millones de toneladas.
- La producción de oro llegó a 55.9 toneladas.
- 49.709 nuevos usuarios rurales de energía del país.
- Tres nuevas cabeceras municipales en Zonas no Interconectadas las cuales son: Mitú (Vaupés), Orocúe (Casanare), Puerto Nariño (Amazonas).

5. Desarrollo del talento humano

5.1. Restructuración del Ministerio de Minas y Energía

Se inició con la implementación de la restructuración de los Decretos 381 y 382 de 2012, realizando la incorporación de los cargos suprimidos en el Decreto 382 de 2012 (6 Auxiliares de Servicios Generales y 1 Jefe de Oficina); se realizó la convocatoria para realizar encargos en los Profesionales Especializados 23, 21, 19 y otros cargos de la planta de personal para cubrir las necesidades del servicio.

Durante el periodo agosto 2011 – agosto 2012, se han realizado los siguientes nombramientos en el nivel directivo:

- Ministro: Mauricio Cárdenas Santamaría
- Viceministro de Minas: Henry Medina González
- Viceministro de Energía: Tomas González Estrada
- Secretaria General: Claudia Isabel González Sánchez
- Director Técnico de Energía Eléctrica: Alonso Máyelo Cardona Delgado
- Jefe de Oficina Asesora Jurídica: Juan José Parada Holguín
- Jefe de Oficina Asesora de Planeación: Gloria Liliana Corredor Bernal
- Jefe de Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales: Juan Camilo Álvarez Arcila
- Jefe de Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales: Eduardo Junguito Camacho
- Subdirector Administrativo y Financiero: Elsa Yaneth Martínez Pinzón
- Subdirector de Talento Humano: Sandra Milena Rodríguez Ramírez

5.2. Capacitación

Durante el periodo agosto 2011 — agosto 2012, se desarrollaron talleres para el cierre de brechas de los funcionarios del Ministerio, las cuales se determinaron a través de diferentes instrumentos de evaluación implementados con anterioridad en la Entidad.

5.3. Bienestar

El Ministerio de Minas y Energía en el periodo agosto 2011— agosto 2012, desarrolló diferentes actividades que tuvieron como objetivo el mejoramiento de la calidad de vida de los funcionarios y de su núcleo familiar. Igualmente 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
- Taller dirigido a los Padres

6. Gestión Grupo de Tecnologías de Información y Comunicación - Tic

El Ministerio de Minas y Energía, durante el período comprendido entre agosto de 2011 y julio de 2012, realizó a través del Grupo de TIC, dependencia líder en la planeación, desarrollo e implementación del proceso de Gestión de Tecnologías de Información y Comunicaciones de la Entidad, en el marco de los proyectos “Actualización de la Infraestructura Informática y de Comunicaciones del Ministerio de Minas y Energía” e “Implementar y mantener actualizada la infraestructura TIC del sector minero energético de acuerdo al PETIC sectorial – Bogotá”, el siguiente portafolio de proyectos:

6.1. Modernización de la Infraestructura de TIC

- Remodelación y adecuación del centro de cómputo del Ministerio. El Ministerio ha ido creciendo con nuevos requerimientos de procesamiento de información, lo que hizo que el Centro de Cómputo existente debiera crecer con la implementación de soluciones integrales de TIC, haciendo imperativo adecuaciones eléctricas, civiles, ambientales y tecnológicas acordes con los nuevos estándares y las necesidades de la entidad.
- Centros de Cableado. Se llevó a cabo el mantenimiento físico, organización, peinado y marquillado de los centros de cableado del Ministerio, con el fin de parametrizarlos con las normas para centro de cableado a nivel internacional, lo cual permite una rápida respuesta en la identificación de inconvenientes de conectividad en la red.
- Actualización Aula de Informática. Se instalaron quince (15) equipos de última tecnología en el Aula de Informática del Ministerio, y se adecuaron los puestos de trabajo, con el fin de mejorar la prestación del servicio a usuarios internos y externos de las entidades del sector que participan en capacitaciones.
- Adquisición de infraestructura de hardware. Se adquirieron computadores de escritorio, portátiles, videoproyectores y elementos de comunicación con el fin de brindar a los usuarios tecnología de punta.

6.2. Implementación de Servicios y Sistemas de Información

El Grupo de TIC, con el fin de brindar más y mejores servicios a los usuarios internos y externos de la entidad, gestiona la implementación y operación de servicios y sistemas de información tales como:

- Software de Monitoreo de Red. Herramienta de Gestión de Monitoreo de los elementos conectados a la red lógica de datos de la entidad, permitiendo supervisar el comportamiento, consumo y estadísticas en tiempo real de todos los equipos conectados a la red.
- Sistema de Acuerdos para la Prosperidad. Este sistema fue desarrollado y adecuado para realizar el seguimiento a los compromisos adquiridos por el Sector Minero Energético con la comunidad, en el marco de los Acuerdos para la Prosperidad.
- Software de Business Process Management - BPM. Automatización paulatina de acuerdo al Sistema de Gestión de Calidad, de los procesos internos. Se automatizó el Plan de Gestión de la entidad y se realiza seguimiento al cumplimiento de las metas establecidas en el plan operativo.
- Sistema de Inspección de Instalaciones Eléctricas. Mediante el cual se verifica que los certificados de cumplimiento de la normatividad vigente sean válidos, acorde a 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. Sistema de Información de Combustibles Líquidos, el cual integra a los agentes de la cadena a nivel nacional en un solo sistema. Se realiza el proceso para la contratación de la operación y administración del sistema y se han realizado desarrollos que facilitan el seguimiento y evaluación de la información contenida en el sistema, mediante la entrada en operación de WebServices con los mayoristas en la cadena de biocombustibles, Chevron, Prodain, Prodeco, Exxonmobil, Terpel, Biomax, Coomulpinort, Petrobras, Proxxon, Prodain y entidades del orden nacional como Ecopetrol, DNE y Dijin.
- Sistema de Liquidación de Regalías de Hidrocarburos. Este 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. Dando cumplimiento al Decreto 4130 de 2011, se ha venido realizando paulatinamente la transferencia del sistema a la ANH.
- Sistema de Liquidación del Impuesto del Transporte de Hidrocarburos. El sistema calcula 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), a ser pagado por las empresas transportadoras y 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. A través del cual se podrán realizar por medio de servicios Web, los trámites de la Institucionalidad Minera Colombiana, se realizó capacitación a los usuarios en el manejo y cargue de información.
- Sistema de Información de Procesos Judiciales. Sistema que permite registrar los procesos judiciales abiertos en contra del Ministerio y calcular la provisión presupuestal en caso de ser necesario el pago. Se realizó la implementación, ajustes y puesta en funcionamiento.
- SITH. Sistema de Información de Transporte de Hidrocarburos: Dentro del marco del plan estratégico de TIC, se propuso en la primera fase realizar la formulación y definición del Sistema de Transporte de Hidrocarburos, que permita su posterior desarrollo e implementación, el cual tiene como objetivo facilitar las actividades de regulación, supervisión y control que actualmente realiza el MME en las actividades de transporte de hidrocarburos (crudos y combustibles líquidos derivados del petróleo) contando con información centralizada, actualizada y de acceso fácil y ágil suministrada por una plataforma informática moderna y amigable con los usuarios internos y externos, y que permita adicionalmente a los agentes sectoriales tomar decisiones más competitivas de inversión en infraestructura en dichos subsectores, considerados fundamentales para el futuro desarrollo del país.
- Sistema de Información para Biocombustibles Toolkit. El objetivo del portal de Sostenibilidad de Biocombustibles en Colombia, es promover la inversión en el sector de biocombustibles en Colombia, permitiendo el acceso en línea a los principales resultados del proyecto y otra información relevante para la planeación de nuevos proyectos en el sector de biocombustibles. El toolkit brinda una visión general de la disponibilidad de tierra apta, acceso a infraestructura y agua, posible reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) e impactos en el secuestro de carbono. El desarrollo de este toolkit emplea información secundaria obtenida a partir de estudios existentes en Colombia y genera una cantidad significativa de nueva información relacionada con las emisiones de GEI y las variaciones en el secuestro de carbono.

- Capacitación virtual – LMS. El Ministerio adquirió e implementó la Plataforma para la Gestión de Aprendizaje (Learning Management System - LMS), con el objeto de desarrollar cursos virtuales tendientes a la capacitación masiva de los funcionarios de la entidad.
- Nuevos Servicios Web. En cumplimiento de los lineamientos de Gobierno en Línea y de los requerimientos de las dependencias del Ministerio, el Grupo TIC, ha desarrollado y puesto en producción los aplicativos para Consulta de Liquidación de Regalías, Consulta de la veracidad de los dictámenes de Inspección de las Instalaciones Eléctricas y Seguimiento a los compromisos adquiridos por el Sector Minero Energético en los Acuerdos para la Prosperidad en el Portal Web del Ministerio.
- Programa Presidencial Gobierno en Línea – GEL. El Ministerio como líder del Sector de Minas y Energía ha venido trabajando de manera conjunta con la Upme, Servicio Geológico Colombiano - SGC, ANM, Ecopetrol, FEN, ANH, IPSE y Creg en el cumplimiento a las directrices dadas por el Programa Gobierno en Línea, a través del Manual 3.0 de 2012, coordinando la realización de capacitación a funcionarios líderes del tema en cada una de las entidades y reuniones de seguimiento.
- Programa Vive Digital. El Grupo de TIC ha realizado el seguimiento y consolidación de información de los proyectos del Programa Vive Digital del Sector Minero Energético, liderado por el Ministerio de Tecnologías de Información y Comunicaciones, en el primer semestre de 2012, se reformularon las iniciativas así: 1.Cobertura de Fibra Óptica – Proyecto de Interconexión Eléctrica Costa Pacífica (Cauca – Nariño), tendido de 400 km de fibra óptica disponibles para Vive Digital, beneficiando la población de 9 municipios con la posibilidad del servicio de acceso a Internet. 2. Portal Transaccional Integrado de Servicios Misionales del Sector Minero Energético - Este será el portal único de información y servicios del sector minero energético para los colombianos. 3.Sistema de Información de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo – SICOM
- Plan Estratégico de TIC Sectorial. El objetivo principal de este plan consiste en definir los lineamientos TIC del Sector para un horizonte de tiempo de cuatro años, permitiendo a las entidades del Sector trabajar de manera armónica y coordinada en la unicidad de la información. En este Plan se definieron ocho proyectos para implementar los lineamientos, en el año 2012 de dio inicio con la elaboración del diagnostico de los servicios y sistemas de información del sector y el Data Center alterno sectorial.
- Plan de Eficiencia Administrativa. Dando cumplimiento a la Directiva Presidencial 04 de 2012, el Ministerio formuló un Plan de Eficiencia Administrativa en el que se incluyeron actividades como la revisión de procesos o procedimientos críticos en la entidad y el establecimiento de acciones de mejora, con cronogramas, metas e indicadores, que permitan optimizar el uso de recursos.
- Plan de Recuperación de Desastres- DRP. El Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento de las directrices gubernamentales de contar con aseguramiento de la información y con el fin de desarrollar una estrategia de continuidad de la operación de su centro de datos principal, de manera que permita relevar los elementos necesarios para ofrecer una contingencia en caso de desastre, que permita relevar los servicios informáticos del centro de datos principal del Ministerio de Minas y Energía en el menor tiempo posible, contrato la consultoría para la elaboración del Plan.
- Geoportal del Sector Minero Energético. Teniendo en cuenta el Plan Estratégico Sectorial de TIC, se ha venido trabajando en la implementación del Geoportal a través del cual se busca la integración de los Sistemas de Información Georeferenciada – SIG del sector, en el marco del cual se definieron las políticas de intercambio de información, se conformó la mesa de trabajo de SIG sectorial, se definió, desarrolló y se encuentra en implementación el SIG para el sector de Minas.

- Red Privada Virtual. – VPN. A través de este sistema de conexión el Ministerio comparte aplicaciones y servicios con las entidades del sector, con las cuales intercambia información de manera segura, utilizando la nube de internet, en esta plataforma se encuentra Ravec, Si Minero, Vuce, Siif, Sicom.

Para la gestión de los proyectos mencionados, el Grupo de TIC en cumplimiento de sus funciones ha liderado y asesorado las iniciativas de las Direcciones Técnicas en cuanto a tecnologías de información y Comunicaciones, prestando el apoyo requerido a todas las dependencias del Ministerio para el normal funcionamiento de la infraestructura tecnológica, además de realizar el seguimiento a los proyectos TIC de las empresas del sector.

Control Interno

En cumplimiento del Plan Anual de Auditoría Interna de Gestión Independiente, la concertación de objetivos, las funciones establecidas en las Leyes 87 de 1993, 909 de 2004, 1474 de 2011 y sus Decretos Reglamentarios; entre junio de 2011 y mayo de 2012 la Oficina de Control Interno efectuó asesorías, acompañamientos y apoyo a las diferentes áreas del Ministerio. Además, atendió los requerimientos solicitados como enlace entre los entes de control y las áreas organizacionales.

De igual manera realizó evaluaciones y seguimientos a los procesos, procedimientos, planes y programas, formulando y entregando las correspondientes observaciones y oportunidades de mejoramiento a los responsables de los mismos. También desarrolló actividades tendientes a fomentar la cultura del control en el Ministerio.

ASESORÍAS Y ACOMPAÑAMIENTOS

Con el objetivo de velar por la observancia normativa en la ejecución de los planes, procedimientos, metas y objetivos propuestos por las áreas organizacionales del Ministerio, la Oficina de Control Interno les brindó asesoría, acompañamiento y apoyo para la vigencia 2011 y 2012.



Documentos de Asesoría, se trataron, entre otros, los siguientes temas

- Comisiones de estudios al exterior.
- Presentación informe de gestión contractual ante la Contraloría.
- Temas contractuales que deben ser tenidos en cuenta en los procesos del Ministerio, conforme al Plan Nacional de Desarrollo.
- Publicación de hojas de vida de personas que vayan a ser nombras en entidades públicas.
- Cumplimiento de normas vigentes en relación con la publicidad de los procedimientos contractuales.
- Procedimiento aplicable a las adquisiciones que superen el 10% de la menor cuantía en los procesos contractuales.
- Obligación de las entidades públicas en la asistencia y rehabilitación de adolescentes.
- Reporte de información planta de personal en el Sistema de Información y Gestión del Empleo Público, SIGEP.
- Actividades que no son consideradas como publicidad oficial, divulgación de programas y políticas.
- Términos a tener en cuenta para envío a Presidencia de proyectos de ley.
- Registro en el SISMEC de nombres y cargos de los funcionarios responsables de los programas e indicadores a cargo de este Ministerio y las entidades del sector.
- Eficiencia administrativa y lineamientos política cero papel en la Administración Pública.
- Presentación de informes de gestión por entrega o separación del cargo.



Documentos de Alerta, se divulgó con las áreas organizacionales del Ministerio, entre otros temas:

- Normas que señalan el cumplimiento de publicación de todos los procesos contractuales en el Portal Único de Contratación.
- Registro de las novedades de personal en el SUIP y de las hojas de vida y declaraciones de bienes en el SIGEP, correspondiente al recurso humano que está al servicio de este Ministerio.
- Reglamentación del sistema electrónico para la contratación pública –SECOP.
- Tener en cuenta el estudio y la experiencia de los funcionarios que cumplen requisitos exigidos para aplicar a los encargos a proveer en este Ministerio.
- Obligatoriedad de formular el plan respectivo que hará parte de los planes de acción sectorial e institucional y será publicado a más tardar el 31 de enero de cada año.
- Utilización del formato vigente para la elaboración de las actas de inicio en algunos contratos.



Acompañamientos y apoyo. La Oficina de Control Interno acompañó y apoyo en los siguientes Comités:

- Conciliación
- Contratación
- Coordinación de Control Interno y/o Dirección
- SIGME Sectorial de Desarrollo Administrativo
- Ética
- Moralización y Derechos Humanos
- Sistemas
- Sectorial de Coordinación de Control Interno
- Comité y Junta Administradora del Fondo Especial de Becas, a los cuales fue invitado en la vigencia 2011 y 2012.

EVALUACIONES Y SEGUIMIENTOS



En cumplimiento del Plan Anual de Auditoría Interna de Gestión Independiente y las funciones establecidas en la normatividad vigente, la Oficina de Control Interno, entre junio de 2011 y mayo de 2012, realizó alrededor de 58 evaluaciones y 30 seguimientos a los procesos, planes, normas y mejoras ejecutados por las áreas organizacionales del Ministerio de Minas y Energía. A continuación se relacionan algunos de ellos:

Año 2011



Seguimiento a la información registrada en el sistema de información y gestión del empleo público –SIGEP [SUIP]¹

Con base en el seguimiento efectuado a los registros realizados por el Ministerio de Minas y Energía del recurso humano a su servicio, en los mencionados sistemas, administrados por el DAFP, se propuso entre varias oportunidades de mejoramiento las siguientes:

- a. Revisar los registros del SUIP – SIGEP y ajustar tanto el número de empleos por norma como el número de empleos provistos, para que dichas cifras coincidan y cumplan con el propósito de presentar una información veraz y confiable.
- b. Corregir en el SUIP – SIGEP, el registro de los contratos GSA-58 y GSA-61, los dos de 2010, para que figure una vez.
- c. Ajustar en el SUIP – SIGEP los registros conforme a lo establecido en cada contrato, en cuanto a la cesión y las fechas de los contratos que presentan alguna inconsistencia. Así mismo, registrar los 33 contratos pendientes de reporte, en cumplimiento del Decreto 2842 de 2010, artículo 6, literal b.



Evaluación integral Dirección de Hidrocarburos²

Se evaluó la gestión de la Dirección con base en el cumplimiento de las funciones legales establecidas y la ejecución de los contratos y convenios interadministrativos, determinando además su desempeño en el control de registros y en la automatización del Plan Operativo. La Oficina de Control Interno propuso, entre otras, las siguientes oportunidades de mejoramiento:

- a. La administración debe analizar las dificultades de la Dirección de Hidrocarburos respecto al almacenamiento, protección y disposición de los registros y documentación; con el fin de implementar una solución integral y definitiva que propenda por el mejoramiento continuo dentro de la organización y en las condiciones de trabajo ya que esto puede afectar la salud y seguridad de los servidores públicos.
- b. La Dirección de Hidrocarburos debe realizar las acciones tendientes a que las compañías cumplan con el término que establecen las Resoluciones para la entrega de la información requerida, tales como estudios definitivos del trazo del oleoducto y el estado de la licencia ambiental, con el fin de que se dé cabal cumplimiento a lo establecido en el Código de Petróleos.
- c. Teniendo en cuenta la especialidad y la función que desempeña la Dirección de Hidrocarburos dentro del Estado Colombiano, debe, dentro del Proceso de Reestructuración que realiza el Ministerio de Minas y Energía, considerar el igualar los cargos al más alto grado profesional cuando sus servidores

1 Seguimiento al Sistema de Información y Gestión del Empleo Público – SIGEP. Remitido al Ministro, Secretaría General y Grupo de Talento Humano, mediante comunicación 2011034353 y 2011033568 del 28-Jun-2011. OCI-INFORME-024-2011.

2 Remitido al Ministro, Viceministro, Dirección de Hidrocarburos y Grupos involucrados, mediante comunicación 2011058101 y 2011058100 del 21-Oct-2011. OCI-INFORME-2011-037.

públicos tienen iguales o similares cargas laborales; en especial los que realizan funciones de fiscalización en los Campos.

- d. La Dirección de Hidrocarburos debe continuar con las gestiones tendientes a que la página web del Sistema SICOM, cumpla con los lineamientos establecidos en el Decreto 1151 de 2008 de Gobierno en Línea, sobre la Fase de Transacción en Línea, de manera que considere criterios como: [1] funcionalidades de discapacitados, [2] acceso vía móvil, [3] monitoreo del desempeño y uso del sitio web, y [4] otros idiomas, entre otros.



Evaluación Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI³

La evaluación cubrió los aspectos relacionados con la aplicación del procedimiento para la administración del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSRI, en el período comprendido entre el trimestre 4 de 2010 y octubre 25 de 2011. Con base en los resultados de la evaluación, la Oficina de Control Interno propuso las siguientes oportunidades de mejoramiento:

- a. Se sugiere realizar evaluaciones o estudios pilotos donde se identifiquen las variables que inciden en los resultados de validación de las conciliaciones trimestrales presentadas por las empresas prestadoras de los servicios eléctricos y de gas por red física. Así, con los resultados obtenidos, proponer mecanismos preventivos sin contravenir la normatividad vigente sobre la disminución de ocurrencia de situaciones de déficit.
- b. Se recomienda a la Dirección de Energía revisar el mecanismo actual de requerimientos de conceptos y autorizaciones previos como es la autorización del DNP y la aprobación de la operación presupuestal de distribución por parte de la Dirección General del Presupuesto Público Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y se solicite o proponga un mecanismo que permita agilizar el proceso, sin dejar de observar la normatividad vigente⁴.



Seguimiento a metas SISMEG⁵

De acuerdo con los resultados obtenidos en el seguimiento a los reportes de ejecución de los indicadores a cargo del Ministerio para los cuatro programas asignados a la estrategia Desarrollo Minero y Expansión Minero Energética, registrados a octubre de 2011, en el portal SISMEG, se propuso a las Direcciones y la Oficina Asesora de Planeación y Gestión Internacional del Ministerio, entre otras, las siguientes oportunidades de mejoramiento:

3 Remitido al Ministro y Viceministro, mediante comunicación 2011068522 del 12-Dic-2011. OCI-INFORME-044-2011

4 La Dirección de energía en la validación del informe preliminar informó con relación a esta recomendación “Estos ya fueron revisados conjuntamente con grupo de planeación, Dirección de Energía, DNP y Minihacienda, por recomendación del Viceministro de Minas y Energía, dando como resultado que para la próxima vigencia se reduzcan los tramites y los tiempo de los mismos.”

5 Remitido al Ministro, Viceministro y Áreas involucradas, mediante comunicaciones 2011072134 y 2011072129 del 28-Dic-2011. OCI-INFORME-050-2011.

- a. Solicitar ante la Dirección de Evaluación de Políticas (DEPP) del DNP, evaluar el registrar en el portal SISMEG el nombre actual de los responsables de los programas e indicadores.
- b. Evaluar si es posible el no registrar cero avances en la ejecución de los indicadores que no tienen meta planeada o cuyos resultados son acumulativos. De ser posible, registrar el nivel de ejecución real o, en su defecto, consignar que no aplica medición por cuanto no hay meta planificada.
- c. La Dirección de Gas debe tener en cuenta para la medición del nivel de avance del indicador Capacidad de transporte de Gas Natural, la línea base establecida.



Evaluación integral Grupo de Participación Ciudadana⁶

Se evaluó en forma integral la gestión del Grupo de Participación Ciudadana, con base en el análisis de la información relacionada con el Sistema Gestión de la Calidad, la ejecución de los recursos del Proyecto de Inversión Pública, ejecución de los compromisos adquiridos con la comunidad en los Acuerdos para la Prosperidad, el Plan Operativo y el Mapa de Riesgos. De acuerdo a los resultados obtenidos, la Oficina de Control Interno, propuso entre otras las siguientes oportunidades de mejoramiento:

- a. Revisar la Base de Datos “Acuerdos para la Prosperidad”, con el fin de analizar las acciones reportadas y detectar posibles inconsistencias de impacto entre la información que publica la Alta Consejería para las Regiones y la Participación Ciudadana, además del reporte que arroja el estado actual de cada uno de los compromisos en la herramienta tecnológica de la que dispone la entidad. Igualmente, la Base de Datos “Acuerdos para la Prosperidad” a nivel de consulta debe permitir adelantar nuevos mecanismos de búsqueda, adicionales a los existentes.
- b. El Grupo de Participación Ciudadana en forma conjunta con el Grupo de Planeación, deben proceder a revisar el tema indicadores tanto en la ficha EBI del proyecto, como lo reportado en el SPI, por cuanto el número de indicadores es diferente en cada plataforma. Lo anterior una vez el proyecto salga de “concepto previo”, por parte del DNP.
- c. El Grupo de Planeación debe proceder a revisar la viabilidad de que el aplicativo “Sistema Administración de Riesgos” permita alimentar la información correspondiente a indicadores, de tal forma que el sistema detecte si se materializó el riesgo en forma automática y deje trazabilidad de la información reportada.



Seguimiento Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal - SICE⁷

Se verificó la forma como el Ministerio de Minas y Energía ha utilizado el SICE, como una herramienta de información que integra todos los datos relevantes del proceso de Contratación Estatal, a fin de permitir la autorregulación, el control institucional y la publicidad de las operaciones; responsabilidad que está en cabeza de la Secretaría General y del Grupo de Servicios Administrativos. Con base en los resultados obtenidos se formularon, entre otras, las siguientes oportunidades de mejoramiento:

6 Remitido al Ministro y Secretaría General, mediante comunicación 2011066052 del 30-Nov-2011. OCI-INFORME-2011-051.

7 Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal – SICE. Remitido al Ministro, Secretaria General y Grupo de Servicios Administrativos, mediante comunicaciones 2011067168 y 2011067156 del 5-Dic-2011. OCI-INFORME-2011-056.

- a. Generar los certificados de consulta del precio indicativo cuando se realice la consulta al mismo, con el fin de que se cumpla con la normatividad SICE y se cuente con los respectivos soportes de cumplimiento.
- b. Registrar en la página Web del SICE, la información correspondiente al valor total del plan de compras, de conformidad con la información suministrada por el Grupo de Servicios Administrativos.
- c. Registrar en el Portal del SICE, todos los contratos cuya cuantía sea igual o superior al 10% de la menor cuantía y que no se encuentren amparados por las excepciones consagradas en el Decreto 3512 de 2003 y/o en los Acuerdos del SICE, dentro del término establecido en el literal e del artículo 13 del Decreto 3512 de 2003 y en el artículo 4 del Acuerdo 0009 de 2006.
- d. Registrar los contratos en el Portal SICE, con el número que realmente corresponde, con el fin de que la información contractual de la entidad sea consistente y armónica.



Evaluación integral Dirección de Minas⁸

Se evaluó en forma integral la gestión de la Dirección de Minas, analizando aspectos relacionados con el Sistema de Gestión de la Calidad, la ejecución de los recursos de los Proyectos de Inversión Pública, el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan Operativo 2011, el estado actual de Convenios 2004 – 2011 y el Mapa de Riesgos. De acuerdo con los resultados obtenidos se evidenciaron oportunidades de mejoramiento entre las que se cuentan:

- a. Se sugiere a los responsables del manejo de los proyectos de inversión a cargo de la Dirección de Minas, programar la ejecución de éstos desde el inicio de la vigencia, con el fin de evitar realizar continuamente procesos contractuales al cierre de la respectiva vigencia fiscal.
- b. Con referencia a la baja ejecución de recursos de los proyectos de inversión e independiente de las razones expuestas por los responsables del tema, la Oficina de Control Interno considera de vital importancia que la Alta Dirección, la Dirección de Minas y el Grupo de Planeación y Cooperación Técnica TI, revisen a profundidad cada uno de los proyectos de inversión y la respectiva asignación de recursos para próximas vigencias, dado que todo proyecto de inversión genera diferentes efectos o impactos como directos, indirectos, externos e intangibles que inciden en su ejecución.
- c. La Dirección de Minas y el Grupo Financiero, deben agilizar los pagos pendientes con cargo a la reserva presupuestal 2010. La Oficina de Control Interno se permite recordar que de conformidad con el artículo 2 del Decreto 1957 del 30 de mayo de 2007 y en concordancia con lo previsto en el artículo 9 de la Ley 225 de 1995 y el artículo 31 de la Ley 344 de 1996, en cada vigencia, el Gobierno Nacional reducirá el presupuesto en el 100% del monto de las reservas presupuestales constituidas sobre el presupuesto del año inmediatamente anterior, que excedan el 2% de las apropiaciones de funcionamiento y el 15% de las apropiaciones de inversión del presupuesto de dicho año.
- d. La Dirección de Minas debe adelantar las gestiones tendientes a liquidar los 28 convenios mineros que se encuentran pendientes de liquidación, de conformidad con la normatividad vigente. Luego, proceder a remitir al Grupo de Servicios Administrativos para su custodia, toda la documentación relacionada con los Convenios una vez se encuentren debidamente liquidados, de manera que se conforme un solo expediente de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 del Código Contencioso Administrativo.

⁸ Remitido al Ministro, mediante comunicación 2011070882 del 21-Dic-2011. OCI-INFORME-2011-064.

AÑO 2012

Informe ejecutivo anual – MECI⁹

Se estableció que la implementación de los elementos del Modelo Estándar de Control Interno, MECI, como herramienta del Sistema de Control Interno, se encuentran en un avance del 92,92% con base en la aplicación del cuestionario y la metodología establecida por el Departamento Administrativo de la Función Pública, DAFP.

Avance implementación MECI				92,92%	Desarrollo óptimo	
Elemento		Avance (%)	Componente	Avance (%)	Subsistema	Avance (%)
1	Acuerdos, compromisos o protocolos éticos	100				
2	Desarrollo del talento humano	86,8	1	Ambiente de control	94,27	
3	Estilo de dirección	96				
4	Planes y programas	95				
5	Modelo de operación por procesos	100	2	Direccionamiento estratégico	98,33	1
6	Estructura organizacional	100				Control estratégico
7	Contexto estratégico	77				
8	Identificación de riesgos	77				
9	Análisis de riesgos	77	3	Administración de riesgos	77	
10	Valoración de riesgos	77				
11	Políticas de administración de riesgos	77				
12	Políticas de operación	80				
13	Procedimientos	100	4	Actividades de control	96	
14	Controles	100				
15	Indicadores	100				
16	Manual de procedimientos	100				
17	Información primaria	100				2
18	Información secundaria	100	5	Información	100	Control de gestión
19	Sistemas de información	100				
20	Comunicación organizacional	100				
21	Comunicación informativa	100	6	Comunicación pública	100	
22	Medios de comunicación	100				
23	Autoevaluación de control	100	7	Autoevaluación	100	
24	Autoevaluación de gestión	100				
25	Evaluación independiente al sistema de control interno	92	8	Evaluación independiente	96	3
26	Auditoría interna	100				Control de evaluación
27	Plan de mejoramiento institucional	100				
28	Plan de mejoramiento por procesos	100				
29	Plan de mejoramiento individual	60	9	Planes de mejoramiento	86,67	
Metodología concepto MECI						
Rango	90% - 100%	Desarrollo Óptimo	De acuerdo a la información suministrada el modelo está en un desarrollo óptimo, se debe continuar con actividades de mantenimiento para su sostenimiento a largo plazo.			
	60% - 89%	Buen Desarrollo	De acuerdo a la información suministrada el modelo muestra un buen desarrollo pero requiere mejoras en algunos aspectos.			
	0% - 59%	Requiere ser fortalecido	De acuerdo a la información suministrada el modelo requiere ser fortalecido.			

9 Remitido al Ministro y DAFP, mediante comunicaciones 2012011771 del 1 de marzo de 2012 y . 2012012008 del 1 de marzo de 2012 OCI-INFORME-2012-007.



Evaluación cuatrimestral pormenorizada del estado SCI¹⁰

La Oficina de Control Interno en cumplimiento a las disposiciones de la ley 1474 de 2011 - Estatuto Anticorrupción, ha realizado la evaluación cuatrimestral pormenorizada del Estado del Sistema de Control Interno con base en el análisis del estado de los elementos, componentes y subsistemas que integran el Modelo Estándar de Control Interno – MECI¹¹.

En el informe cuatrimestral del 15 de noviembre de 2011 al 9 de marzo de 2012, el grado de implementación del Modelo Estándar de Control Interno, MECI, como herramienta del Sistema de Control Interno, se encuentra en un 92,92%, es decir, en Desarrollo Óptimo. Así mismo, el nivel de adopción de los requisitos de la Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública, NTCGP, 1000:2009, como herramienta del Sistema de Gestión de la Calidad, se encuentra en un 90,39%, es decir, que se Gestiona de Acuerdo con el Modelo¹². Se propuso como oportunidad de mejoramiento:



- a. Las áreas organizacionales del Ministerio deben continuar con las gestiones para el mantenimiento de todos los elementos que integran el Sistema de Control Interno, descritas en el Manual de Implementación del Modelo de Control Interno para Entidades del Estado, y también al sostenimiento del Sistema de Gestión de la Calidad descrito en la Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública, NTCGP, 1000:2009.



Evaluación sistema de control interno contable¹³

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en el grado de implementación y efectividad de los controles asociados a las actividades del proceso contable para la vigencia 2011, teniendo como base para la evaluación los controles existentes en las actividades de identificación, clasificación, registro y ajuste que conforman la etapa de reconocimiento, así como las actividades de elaboración de estados contables y demás informes, análisis e interpretación de la información de la etapa de revelación y las demás acciones de control que se hayan implementado para el mejoramiento continuo del proceso contable.

La evaluación de Control Interno Contable de acuerdo a los parámetros establecidos por la CGN, obtuvo el resultado de 4.60 puntos sobre 5, indicando que el SCIC es adecuado y presenta un nivel de riesgo bajo, lo que indica 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.

10 El informe completo se publicó en la Web del MME, el 13 de marzo de 2012, se remitió al Ministro con memorando 2012014569, al DAFP con oficio 2012014568, los dos del 14 de marzo de 2012 y socializado al interior de este Ministerio con memorando 20120114891 del 15 de marzo de 2012. OCI-INFORME-2012-010.

11 Ley 1474 de 2011, Artículo 9. Reportes del Responsable de Control Interno, modifica el artículo 14 de la Ley 87 de 1993.

12 Concepto CALIDAD: Rango Más del 85%. Se gestiona de acuerdo con el modelo NTCGP1000:2009, y son ejemplo para otras entidades del sector.

13 Remitido al Ministro y al Secretario General, con memorando 2012014890 del 15 de marzo de 2012. OCI-INFORME-011-2012

Número	Evaluación del Control Interno Contable	Puntaje obtenido	Interpretación
1	Control interno contable	4.60	Adecuado
1.1	Etapa de reconocimiento	4.51	Adecuado
1.1.1	Identificación	4.76	Adecuado
1.1.2	Clasificación	4.12	Adecuado
1.1.3	Registro y ajustes	4.66	Adecuado
1.2	Etapa de revelación	4.61	Adecuado
1.2.1	Elaboración de estados contables y demás informes	4.57	Adecuado
1.2.2	Análisis, interpretación y comunicación de la información	4.66	Adecuado
1.3	Otros elementos de control	4.68	Adecuado
1.3.1	Acciones implementadas	4.68	Adecuado

Evaluación cajas menores

Se evaluó el adecuado manejo y custodia de las cajas menores ubicadas en el Despacho del Secretario General del Ministerio, en cumplimiento de la Resolución 001 de 2012 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Conforme a los arqueos sorpresivos y de acuerdo con los resultados obtenidos en la evaluación de la caja menor administrada por el Grupo Financiero¹⁴, se formularon las siguientes oportunidades de mejoramiento:

- a. La Administración debe ajustar el reglamento de comisiones y el procedimiento para el manejo de caja menor de viáticos suprimiendo de ellos la autorización para el desplazamiento de los contratistas de prestación de servicios, con el fin de prevenir el riesgo de posibles demandas laborales en contra del MME, ya que tales autorizaciones pueden constituirse en una manifestación de subordinación siendo éste uno de los elementos de la relación laboral.
- b. El Grupo de Financiera debe analizar y considerar incluir en el Mapa de Riesgos situaciones relacionadas con el manejo de caja menor de viáticos y gastos de viajes que conduzcan a la prevención de la ocurrencia de riesgos, entre los que se pueden citar: [1] Que los funcionarios encargados de la administración y manejo de la caja menor de viáticos y gastos de viaje no estén afianzados y ocurra un ilícito. [2] La falta de seguimiento y control en la legalización de los avances, otorgando más de un avance a quien no haya legalizado.

Evaluación derechos de autor sobre software¹⁵

La evaluación se centró en las gestiones realizadas por el Grupo de Sistemas del Ministerio de Minas y Energía, en relación con los equipos con que cuenta la Entidad, software licenciados y de correo electrónico, desarrollo de software, mecanismos de control para evitar la instalación de programas no licenciados, y el destino de los software dados de baja, a 15 de marzo de 2012.

14 Remitido al Ministro, Secretaría General y Grupo de Financiera, mediante comunicación 2012016118 y 2012016134 del 22-mar-2012. OCI-INFORME-2012-012.

15 Remitido al Ministro, mediante comunicación 2011015244 del 16 de marzo de 2012, a la Unidad Administrativa Especial DNDA, con oficio 2012015891 del 22 de marzo de 2012, radicado en la DNDA 1-2012-13763 del 22-Mar-2012. OCI-INFORME-013-2012.

Concepto: La Oficina de Control Interno considera que el Ministerio de Minas y Energía dio cumplimiento a las normas en materia de derechos de autor sobre software de acuerdo con el estado del nivel de riesgo de las variables analizadas, las cuales se muestran en el siguiente cuadro:

Variable analizada		Control eficiente	Valoración del riesgo (materialización)	Gestión efectiva
1	Software de correo electrónico	Si	Bajo	Si
2	Software de antivirus	Si	Bajo	Si
3	Software desarrollados	Si	Bajo	Si
4	Software licenciados	Si	Bajo	Si
5	Software & equipos dados de baja	Si	Bajo	Si
6	Equipos de cómputo	Si	Bajo	Si
7	Capacidad de los equipos de cómputo	Si	Bajo	Si
8	Equipos de cómputo para contingencias	Si	Bajo	Si
9	Procedimiento documentado derechos de autor	Si	Bajo	Si
10	Políticas de seguridad informática	Si	Bajo	Si
11	Mecanismos de control establecidos	Si	Bajo	Si
12	Informe registrado en el aplicativo	Si	Bajo	Si



Evaluación plan de desarrollo administrativo¹⁶

Se realizó la verificación a las metas establecidas en el Plan de Desarrollo Administrativo del Ministerio de Minas y Energía, vigencia 2011, que se encuentra publicado en la página Web del Sistema de Información Gerencial Sectorial, SIGE, determinando el nivel de ejecución real y el nivel de riesgo, basándolo en la información suministrada por el líder de cada política o responsable de la ejecución de cada meta. Se resume en el siguiente cuadro:

Políticas		Ponderación	% Ejecución reportada	% Ejecución verificada	Nivel de riesgo a la ejecución
1	Desarrollo del talento humano estatal	100%	90%	88,13%	Bajo
2	Gestión de la calidad	100%	100%	100%	Bajo
3	Democratización de la administración pública	100%	96%	91%	Bajo
4	Moralización y transparencia en la administración pública	100%	92%	70%	Mediano
5	Rediseños organizacionales	100%	50%	50%	Alto
Total promedio		100%	85,60%	79,83%	Mediano

¹⁶ Remitido al Ministro y áreas involucradas, mediante comunicaciones 20120201024 y 2011072129 del 13 de abril de 2012-. OCI-INFORME-2012-016.

Las cinco políticas del Plan de Desarrollo Administrativo del Ministerio que se llevan a cabo por medio de 13 metas, presentaban en promedio a diciembre 31 de 2011 una ejecución del 79,83%, con un nivel de riesgo mediano, de conformidad con la verificación realizada.



Seguimiento normas de austeridad y eficiencia del gasto

La Oficina de Control Interno durante la vigencia 2011 y 2012 ha realizado seguimientos mensuales al cumplimiento de las normas de austeridad y eficiencia en el gasto del Ministerio, descritas en los Decretos 26 y 1737 de 1998 y sus modificatorios, formulando las respectivas oportunidades de mejoramiento a lo observado.

En cumplimiento a la solicitud realizada por el Departamento Administrativo de Función Pública por medio de correo electrónico del 3 de mayo de 2011, la Oficina de Control Interno consolidó los informes realizados y enviados por las entidades del sector y del Ministerio a la Contraloría General de la República, relacionados con la verificación de las medidas de austeridad del gasto público ¹⁷.



Consolidación estado de fenecimiento de cuenta con la Contraloría General de la República – CGR¹⁸

En el siguiente cuadro se muestran los dictámenes obtenidos de las auditorías gubernamentales con enfoque integral - modalidad regular, practicadas por la Contraloría General de la República durante el año 2011 a 19 entidades vinculadas y adscritas al Sector Minas¹⁹ para auditar la vigencia fiscal 2010.

Concepto/opinión entidades auditadas vigencia fiscal año 2010

Entidad	2010	Informe 2010
ANH	D33	No fenece. Concepto desfavorable con opinion negativa
CREG	D22	Fenece. Concepto con observaciones, opinión con salvedades
Ecopetrol	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
FEN*	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
Gecelca s.A. E.S.P.	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
Ingeominas**	D32	No fenece. Concepto desfavorable opinion con salvedaes
IPSE	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
ISA	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
Isagen	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
Ministerio de Minas y Energia	D22	Fenece. Concepto con observaciones, opinión con salvedades
UPME	D21	Fenece. Concepto con observaciones. Opinion sin salvedades

17 Remitidos al Departamento Administrativo de la Función Pública, mediante correos electrónicos. OCI-INFORME-062-2011.

18 Remitido al Ministro con radicado 2012010703 de febrero 28 de 2012.

19 Entidades del Sector Administrativo de Minas y Energía - Decreto No. 0381 de febrero 16 de 2012, Artículo 3.

Entidad	2010	Informe 2010
URRÁ	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
Electrohuila S.A E.SP.	D22	Fenece. Concepto con observaciones, opinión con salvedades
Electrocaquetá S.A. E.S.P	D22	Fenece. Concepto con observaciones, opinión con salvedades
Cedelca S.A E.S.P	D22	Fenece. Concepto con observaciones, opinión con salvedades
Cedear S.A. E.S.P	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
Dispac S.A E.S.P	D21	Fenece. Concepto con observaciones. Opinion sin salvedades
Gensa S.A E.S.P	D11	Fenece. Concepto favorable, opinion sin salvedades
Corelca S.A. E.S.P en liquidación***	D31	No fenece. Concepto desfavorable opinion sin salvedades

Fuente: Informe final Auditoría Gubernamental con Enfoque Integral Entidades Adscritas y Vinculadas al Sector Minas y Energía.

*FEN, Conforme a Decreto 4174 de noviembre 3 de 2011 cambio a sociedad de economía mixta vinculada al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

**Ingeominas: Cambia naturaleza y denominación por Servicio Geológico Colombiano - Decreto 4131 de Nov-4 de 2011

***Decreto 3000 de 2011 suprime a Corelca ordena disolución y liquidación.

En los resultados se observa que del total de entidades auditadas la cuenta de 16 entidades fue fenecida y la cuenta de tres entidades no fue fenecida.



Fomento cultura de control

Conscientes de la importancia de desarrollar todas las funciones dentro de un marco de control y mejoramiento continuo y con el fin de fomentar la cultura de control en el Ministerio y en las entidades del sector, se desarrollaron las siguientes actividades durante la vigencia de 2011 y 2012: publicación de notas de interés en el boletín Notiminas, divulgación de los resultados de los informes de las evaluaciones y seguimientos en la página WEB del Ministerio, elaboración de proyectos de circulares, realización de jornadas de capacitación, publicación de notas de interés en las carteleras para funcionarios, divulgación de temas de interés del sistema de control interno.

Entre los temas tratados en las jornadas de capacitación realizadas en la vigencia 2011 se hizo especial énfasis a la presentación de los informes mensuales de seguimiento a las medidas de austeridad y eficiencia del gasto descritas en los decretos 26 y 1737 de 1998 y sus modificatorios. Así mismo, se abordó el tema de la Ley 1474 de 2011 - Estatuto Anticorrupción, dando a conocer los principales cambios en materia disciplinaria, penal, contratación estatal y control interno.



Atención antes de control y requerimientos

Se coordinó el desarrollo de las auditorías especiales transversales y auditoría gubernamental con enfoque integral modalidad regular, realizadas por la Contraloría General de la República, CGN, en el periodo 2011 y 2012. Como instancia facilitadora de información designada por el Ministro, atendió alrededor de 80 solicitudes, se adelantaron entrevistas y mesas de trabajo con las áreas organizacionales y las comisiones de la CGN.

Con base en los informes finales de auditorías especiales practicadas se consolidaron los respectivos planes de mejoramiento a los Fondos de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas no Interconectadas, FAZNI, y al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales, FAER, vigencia fiscal 2009-2010, también al resultado de la auditoría especial a las concesiones de Salinas de Zipaquirá y Nemocón, vigencia 2010²⁰. En estas auditorías se hicieron 5 y 6 hallazgos respectivamente para los cuales las áreas organizacionales involucradas formularon las acciones pertinentes de mejoramiento.

También se consolidó la formulación del plan de mejoramiento²¹ con base en el Informe de Auditoría Especial-Transversal, realizada a la renta minera y renta de hidrocarburos vigencia 2010, donde se determinaron 30 hallazgos de los cuales dos son de competencia del Ministerio. De igual manera, se realizó la consolidación del plan de mejoramiento²² de la Auditoría Especial al FSSRI, donde se determinaron 9 hallazgos y se formularon las respectivas oportunidades de mejora.

Con base en los informes de auditoría gubernamental con enfoque integral de modalidad regular de la Contraloría General de la República vigencia 2010 y las auditorías especiales transversales, se consolidó la formulación del plan de mejoramiento del Ministerio de Minas y Energía con la Contraloría²³, determinándose 111 hallazgos. De conformidad con la información suministrada por las áreas organizacionales involucradas, se formularon las correspondientes actividades de mejoramiento.

Así mismo, se realizó seguimiento permanente al estado de los compromisos adquiridos en el plan de mejoramiento, suscrito con la Contraloría General de la República, evidenciando un avance significativo en cada una de las actividades suscritas. En el seguimiento realizado a mayo de 2012 el Plan se encuentra ejecutado en un 47%, es decir, que de las 190 actividades se han cumplido 90. En el siguiente cuadro se muestra el estado de la actividad y el nivel de riesgo.

Estado de las actividades	Nivel de riesgo	Actividades	%
Cumplida	Bajo	90	47,4%
Cumplida parcialmente	Mediano	0	0,0%
Pendiente	Alto	19	10,0%
Realización posterior	Ninguno	81	42,6%
T o t a l		190	100%

20 Remitido al Ministro, mediante comunicación 2012007972 del 14-Feb-2012. Acuse de Aceptación de la Rendición de la Contraloría General de la República - CGR, consecutivo 46302012-01-20 del 10-Feb-2012. OCI-INFORME-2012-005.

21 Remitido al Ministro, mediante comunicación 2012012831 del 7-Mar-2012. Acuse de Aceptación de la Rendición de la Contraloría General de la República - CGR, consecutivo 46302012-02-15 del 5-Mar-2012. OCI-INFORME-2012-008-.

22 Acuse de Aceptación de la Rendición de la Contraloría General de la República - CGR, consecutivo 46302012-02-20 del 8-Mar-2012. OCI-INFORME-2012-009.

23 Acuse de Aceptación de la Rendición de la Contraloría General de la República - CGR, consecutivo 46302012-03-06 del 26 de marzo de 2012. OCI-INFORME-2012-015.



Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia



La locomotora que *mueve* al país

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

Línea gratuita: 018000910180



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia

La locomotora que *mueve* al país

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

Línea gratuita: 018000910180

Con el patrocinio de:

