



MinMinas

Ministerio de Minas y Energía

Memorias al Congreso de la República

2013 - 2014



**MEMORIAS
AL CONGRESO DE LA
REPÚBLICA**

Ministerio de Minas y Energía

2013-2014

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Amylkar Acosta Medina

Ministro de Minas y Energía

Orlando Enrique Cabrales Segovia

Viceministro de Energía

César Díaz Guerrero

Viceministro de Minas

Ángela Patricia Rojas Combariza

Secretaria General

Carlos David Beltrán

Asesor del Despacho del Ministro encargado de las funciones de Director Técnico de Hidrocarburos

Rogerio Ramírez Reyes

Director Técnico de Energía Eléctrica

Alaín de Jesús Henao Hoyos

Director de Formalización Minera

Ligia Esperanza Pérez Fernandez

Profesional Especializado con Asignación de Funciones de la Dirección de Minería Empresarial

Miguel Darío Beltrán

Subdirector Administrativo y Financiero (e)

Aída Marcela Nieto Penagos

Subdirectora de Talento Humano (e)

Esther Rocío Cortés

Jefe de Oficina Asesora Jurídica (e)

Adriana Mazuera Child

Jefe de Planeación y Gestión Internacional

Ingrid Cecilia Espinosa Sánchez

Jefe de Oficina de Control Interno

María Victoria Reyes Mesa

Jefe de Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Ómar Orlando Serrano

Jefe de Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Juan Carlos Arce

Coordinador Grupo de Tecnologías de Información y Comunicación

Aída Marcela Nieto Penagos

Coordinadora Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

Nathalia Succar Jaramillo

Asesora Enlace Congreso de la República

Ricardo Santamaría Daza

Asesor de Comunicaciones y Prensa

Estefanía González Sua

Alejandro Riveros González

Edición

Claudia Noreña Botero

Diseño y diagramación

ENTIDADES ADSCRITAS

Javier Betancourt Valle

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Juan José Parada Holguín

Agencia Nacional de Minería (e)

Carlos Fernando Eraso

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Ángela Inés Cadena Monroy

Unidad de Planeación Minero-Energética

Elkin Eduardo Ramírez

Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (e)

Óscar Eladio Paredes Zapata

Servicio Geológico Colombiano

ENTIDADES VINCULADAS

Javier Genaro Gutiérrez Pemberthy

ECOPETROL S.A

Luis Fernando Rico Pinzón

ISAGEN S.A E.S.P

Luis Fernando Alarcón Matilla

ISA S.A. E.S.P

Julio Alberto Gómez Martínez

ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

Gerardo Cadena Silva

ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P.

Hernán Saavedra Caicedo

EMSA S.A. E.S.P.

Manuel María Mosquera Fernández de Soto

CEDELCA S.A. E.S.P.

Raúl Ortiz Muñoz

CEDENAR S.A. E.S.P.

Víctor Rivera Díaz

DISPAC S.A. E.S.P.

Alfredo Solano Berrío

URRÁ S.A. E.S.P

Francisco Rafael Palacios García

EEDAS S.A. E.S.P.

Andrés Yabrudy Lozano

GECELCA S.A E.S.P

Jaime Zapata Franco

GENSA S.A. E.S.P.

Richard May Jiménez

EEASA S.A. E.S.P.

Bogotá D.C., Colombia
2014

CONTENIDO

HIDROCARBUROS

24

1.	CUMPLIMIENTO DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	24
1.1.	GARANTIZAR EL ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS	24
1.1.1.	Aumentar la exploración y producción de hidrocarburos	24
1.1.1.1	Exploración	25
1.1.1.2	Producción	27
1.1.1.3	Reservas de crudo y gas natural	28
1.1.2.	Construir la infraestructura necesaria para asegurar el abastecimiento confiable de hidrocarburos	29
1.1.2.1	Transporte de crudo	29
1.1.2.2	Transporte de gas	30
1.1.2.3	Capacidad de refinación de combustibles en el país	31
1.1.2.4	Capacidad de almacenamiento estratégico de combustibles líquidos gasolina y ACPM	31
1.2.	AMPLIAR EL ACCESO DE LA POBLACIÓN MÁS VULNERABLE AL SERVICIO DE GAS	32
1.2.1.	Promover, gestionar y cofinanciar proyectos de cobertura de gas	32
1.2.1.1	Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural	32
1.2.1.2	Proyectos de infraestructura de GLP	32
1.2.1.3	Gas Natural Vehicular	33
1.3.	IMPULSAR LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	33
1.3.1.	Fortalecer las importaciones lícitas de combustibles venezolanos en zonas de frontera	34
1.3.2.	Disminuir el contrabando de combustibles en zonas de frontera	34
1.4.	CANASTA ENERGÉTICA	36
2.	GESTIÓN MAYO 2013 - MAYO 2014	36
2.1.	UPSTREAM Y MIDSTREAM	36
2.1.1.	Declaración de producción gas natural	37
2.1.2.	Promoción y asignación de áreas	38
2.1.3.	Seguimiento a la exploración	39
2.1.4.	Seguimiento a la producción	40
2.1.5.	Reservas de hidrocarburos	45
2.1.6.	Fiscalización	47
2.1.6.1	Reporte Nacional de Producción de Crudo y Gas año 2013	47
2.1.6.2	Reporte Nacional de Producción de Crudo y Gas año 2014	48
2.1.7.	Administración de regalías y derechos económicos	50
2.1.7.1	Ciclo de regalías	50
2.1.7.2	Determinación y ejecución de los procedimientos y plazos de liquidación de las regalías	51

2.1.7.3	Recaudo y transferencia de los recursos correspondientes a regalías y compensaciones	51
2.1.7.4	Cumplimiento del presupuesto bienal para asignaciones directas del SGR	52
2.1.8.	Comercialización de regalías	53
2.1.8.1	Régimen de transición	53
2.2.	DOWNSTREAM	57
2.2.1.	Refinación	57
2.2.2.	Ventas combustibles	57
2.2.3.	Ventas de diesel y gasolinas motor por distribuidor mayorista	58
2.2.4.	Agentes de la cadena de distribución de combustibles	59
2.2.5.	Estaciones de servicio	59
2.2.5.1	Número de Estaciones de Servicio EDS por Bandera	60
2.2.6.	SICOM	61
2.2.7.	Biocombustibles	61
2.2.8.	Precio de los combustibles	62
2.2.9.	Proyectos especiales	63
2.2.9.1	Zonas de frontera	63
2.2.10.	Programa de Reconversión Socio Laboral - PRSL	75
2.3.	GAS	76
2.3.1.	Transporte de gas natural	76
2.3.2.	Proyectos sector gas combustible	77
2.3.3.	Distribución de gas natural	78
2.3.4.	Áreas de servicio exclusivo de gas natural	78
2.3.5.	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribucion de Ingresos – FSSRI	79
2.3.6.	Fondo Especial Cuota de Fomento	79
2.3.7.	Gas natural vehicular y estaciones de servicio de GNCV	82

MINAS

94

1.	CUMPLIMIENTO OBJETIVO ESTRATÉGICO PND - CREAR INSTITUCIONALIDAD Y MECANISMOS QUE GARANTICEN UNA MINERÍA RESPONSABLE Y COMPETITIVA	94
1.1.	REALIZAR UNA REFORMA INSTITUCIONAL QUE GARANTICE LA EFICIENCIA, TRANSPARENCIA, MAYOR INVERSIÓN Y MEJOR FISCALIZACIÓN MINERA	94
1.2.	ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO MINERO DE MANERA EFICIENTE Y TRANSPARENTE	96
1.2.1.	Titulación minera	96
1.2.1.1	Plan de descongestión	96
1.2.1.2	Implementación de herramientas para garantizar transparencia y control	98
1.2.2.	Fiscalización	98
1.2.3.	Mejorar la seguridad minera	98
1.2.4.	Incrementar la productividad en la pequeña y mediana minería - formalización minera	99
1.2.5.	Política para el desarrollo minero y la conservación del medio ambiente	100
1.2.6.	Aumento en el conocimiento geo científico del subsuelo	100

2.	CONTEXTO MACROECONÓMICO	101
2.1.	PIB MINERO	101
2.2.	INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN MINERÍA Y EXPORTACIONES MINERAS	102
3.	GESTIÓN ACTIVIDAD MINERA 2013 - 2014	105
3.1.	ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO MINERO	105
3.1.1.	Titulación minera	105
3.1.1.1	Legalización minera	105
3.1.1.2	Registro minero	106
3.1.2.	Seguimiento, control y seguridad de la actividad minera	107
3.1.2.1	Seguimiento y control	107
3.1.2.2	Fiscalización	107
3.1.2.3	Proyectos de interés nacional	108
3.1.2.4	Expropiaciones	111
3.1.2.5	Recaudo y transferencias de regalías y contraprestaciones	111
3.1.2.6	Precio base para liquidación de regalías	113
3.1.2.7	Seguridad y salvamento minero	113
3.1.3.	Promoción y fomento (Áreas estratégicas mineras, incluye zonas mineras indígenas y de comunidades negras y áreas de reserva especial)	117
3.1.3.1	Pymes mineras	117
3.1.3.2	Delimitación de áreas de reserva, ARE	119
3.1.3.3	Zonas mineras para minorías étnicas (comunidades indígenas, negras y mixtas)	120
3.1.3.4	Áreas Estratégicas de Minería, AEM	121
3.1.3.5	Promoción de inversión	122
3.1.4.	Fortalecimiento de presencia institucional	124
3.1.5.	Actualización de herramientas tecnológicas	124
3.1.5.1	Apertura radicator WEB	124
3.1.5.2	Nuevo sistema integral de gestión minera	125
3.1.5.3	Registro Único de Comercializadores de Minerales – RUCOM	126
3.1.5.4	Sistema de contraprestaciones económicas	127
3.1.5.5	Formularios en línea	128
3.2.	CONOCIMIENTO GEOLÓGICO	128
3.3.	LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA	132
3.4.	REGLAMENTACIÓN NORMATIVA	134
3.5.	PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO – PNDM	134
3.5.1.	Líneas estratégicas del PNDM	134
3.6.	PLAN NACIONAL DE ORDENAMIENTO MINERO – PNOM	134
3.7.	ACCIONES DE FORMALIZACIÓN MINERA	135
3.7.1.	Líneas estratégicas formalización minera	136
3.7.1.1	Coordinación interinstitucional.	136
3.7.1.2	Formación para el trabajo minero	137
3.7.1.3	Inclusión diferencial y desarrollo social	138
3.7.1.4	Fortalecimiento técnico, asociativo y empresarial	140
3.7.1.5	Recursos e incentivos para la formalización	140



3.7.1.6	Minería bajo el amparo de un título	141
3.7.1.7	Normatividad y lineamientos para la formalización	141
3.8.	OTROS TEMAS DE INTERÉS	142
3.8.1.	Seguridad minera	142
3.8.2.	Control a la explotación ilícita de minerales	143
3.8.3.	Sistema de Información Minero Colombiano, SIMCO	144
3.8.4.	Estudios adelantados por la Unidad de Planeación Minero Energética	145
3.8.5.	Contrato de administración parafiscal de la esmeralda	148
3.8.6.	Acompañamiento a empresas mineras en la solución de problemáticas específicas	148
3.8.7.	Mesas de trabajo minería de carbón departamentos de Norte de Santander, Cundinamarca y Boyacá	148
3.8.8.	Mejoramiento de la imagen y percepción de la industria minera para facilitar la puesta en marcha de los proyectos mineros	149
3.9.	SEGUIMIENTO A FUNCIONES DELEGADAS POR PARTE DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	149
3.9.1.	Función de conocimiento y cartografía geológica	149
3.9.2.	Función de fiscalización minera	150

ENERGÍA ELÉCTRICA

152

1.	CUMPLIMIENTO OBJETIVOS ESTRATÉGICOS PND	152
1.1.	GARANTIZAR EL ABASTECIMIENTO CONFIABLE Y EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	152
1.1.1.	Expansión en generación de energía eléctrica	152
1.1.2.	Expansión en transmisión de energía eléctrica	155
1.1.3.	Actividades desarrolladas frente al Fenómeno del Niño	155
1.1.4.	Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos – PINES	156
1.1.5.	Lineamientos de política y regulación para transmisión y distribución	156
1.2.	IMPULSAR LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	157
1.2.1.	Exportaciones de energía eléctrica	157
1.2.2.	Promover el desarrollo de interconexiones de alta tensión con otros países de la región	157
1.2.2.1	Interconexión Colombia –Panamá	157
1.2.2.2	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina –SINEA	158
1.3.	AMPLIAR EL ACCESO DE LA POBLACIÓN MÁS VULNERABLE AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	158
1.3.1.	Cobertura	158
1.3.2.	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura –PIEC-	159
1.3.3.	Promover, gestionar y cofinanciar proyectos de cobertura energética	159
1.4.	ACCIONES RELEVANTES PARA SAN ANDRÉS ISLAS –SAI-	160
1.4.1.	Recursos públicos para SAI para subsidiar la demanda	160
1.4.2.	Infraestructura para garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio	160
1.4.3.	Gestión de recursos internacionales y apoyo banca multilateral para eficiencia energética y energías renovables	161
1.4.3.1	Low Carbon War Room – cambio climático y energías limpias	161

1.4.3.2	Crédito BID – eficiencia energética	161
1.4.3.3	Otras acciones	161
1.5.	ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	161
1.5.1.	Eficiencia energética y cooperación internacional	162
2.	CONTEXTO EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	164
3.	PLANEACIÓN ENERGÉTICA	169
3.1.	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN 2013-2027	169
3.2.	PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2013 – 2027	170
3.3.	AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	171
3.4.	CONVOCATORIAS PÚBLICAS – OBRAS DE TRANSMISIÓN	173
3.5.	ENERGIZACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA	174
3.5.1.	Cobertura de energía eléctrica – ICEE 2013	174
3.5.2.	Concertación metas y planes de expansión operadores de red	174
3.5.3.	Comisión asesora de coordinación y seguimiento a la situación energética – CACSSE	174
3.6.	USO RACIONAL DE ENERGÍA	175
3.6.1.	Plan de acción indicativo 2010-2015 del PROURE	175
3.6.2.	Programas transversales: Estrategia financiera	175
3.6.3.	Programas sectoriales	176
3.6.4.	Programas regionales	176
4.	FONDOS DE FINANCIACIÓN	177
4.1.	PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS - PRONE	177
4.2.	FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES - FAER	178
4.3.	FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI	179
4.4.	FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS – FSSRI	180
4.5.	FONDO DE ENERGÍA SOCIAL – FOES	181
5.	PRESTACIÓN SERVICIO DE ENERGÍA ZONAS NO INTERCONECTADAS - IPSE	182
5.1.	NUEVAS CABECERAS MUNICIPALES A 24 HORAS DE ENERGÍA	182
5.2.	PROYECTOS FAZNI	182
5.3.	SUBDIRECCIÓN DE CONTRATOS Y SEGUIMIENTO	183
5.3.1.	Interventoría al contrato de concesión con exclusividad para la prestación del servicio de energía eléctrica en el área del Amazonas	183
5.3.2.	Supervisión área de servicio exclusivo de San Andrés Providencia y Santa Catalina	183
5.4.	SUPERVISIÓN A CONTRATOS Y CONVENIOS	184
5.4.1.	Proyecto de interconexión eléctrica Inírida – San Fernando de Atabapo, Contratos 061 de 2011 Y 045 de 2012	184
5.4.2.	Supervisión convenio 072 de 2012.- IPSE – patrimonio natural	185
5.4.3.	Supervisión del contrato interadministrativo No.078-2013 IPSE-Tetra Tech – patrimonio natural	186

5.5.	CENTRO NACIONAL DE MONITOREO-CNM	186
5.5.1.	Implementación del sistema de geo referenciación SIG-IPSE	187
5.5.2.	Proyecto piloto de medición de potenciales energéticos mediante estaciones de medición	188
5.5.3.	Logros del Centro Nacional de Monitoreo	188
6.	MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO	189
7.	TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA - ISA	194
7.1.	COMPORTAMIENTO DE LA RED	194
7.2.	ENERGÍA NO SUMINISTRADA – ENS	194
7.3.	DISPONIBILIDAD TOTAL	194
7.4.	ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	195
7.5.	PROYECTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA	195
7.6.	PROYECTOS EN DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN	196
8.	GESTIÓN COMERCIAL –ISAGEN	197
8.1.	PROYECTO HIDROELÉCTRICO SOGAMOSO	197
8.2.	PROYECTOS EN ESTUDIO	198
8.3.	PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS	198
8.4.	PROYECTOS GEOTÉRMICOS	198
8.5.	PROYECTOS EÓLICOS	199
9.	GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL	199

ASUNTOS AMBIENTALES Y SOCIALES 202

1.	ASUNTOS AMBIENTALES	202
1.1.	AGENDA AMBIENTAL INTERMINISTERIAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE	202
1.1.1.	Sector energía	203
1.1.2.	Sector hidrocarburos	204
1.1.3.	Sector minería	205
1.2.	ESTRATEGIA COLOMBIANA DE DESARROLLO BAJO CARBONO	206
1.3.	RELACIONAMIENTO CON AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES	206
1.4.	COMISIÓN COLOMBIANA DEL OCÉANO – CCO	207
2.	ASUNTOS SOCIALES	207
2.1.	MESAS DE CONCERTACIÓN	208
2.2.	PLANES DE SALVAGUARDA	208
2.3.	FOROS MINERO ENERGÉTICOS	208
3.	GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL DE ENTIDADES ADSCRITAS	208
3.1.	Unidad de Planeación Minero Energética – UPME	208
3.2.	AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA- ANM	209
3.3.	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, ANH	210
3.4.	INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS- IPSE	211

REGALÍAS

214

1.	PARTICIPACIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LOS OCAD EN LOS QUE SE ENCUENTRA DELEGADO POR PARTE DEL GOBIERNO NACIONAL	215
2.	PARTICIPACIÓN DEL MINISTERIO EN LA COMISIÓN RECTORA DEL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS	217
3.	NORMAS EXPEDIDAS	218
4.	RESPONSABILIDAD SOCIAL	219
5.	APOYO A LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN A SER FINANCIADOS CON RECURSOS DEL SGR	220

ADMINISTRATIVO

222

1.	EJECUCIÓN PRESUPUESTAL DE LA VIGENCIA 2013	222
1.1.	GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	222
1.1.1.	Gastos de personal	222
1.1.2.	Gastos generales	223
1.1.3.	Transferencias corrientes	223
1.2.	GASTOS DE INVERSIÓN	223
1.2.1.	Dirección de Energía Eléctrica	223
1.2.2.	Dirección de Hidrocarburos	223
1.2.3.	Dirección de Minas	224
1.2.4.	Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales	224
1.2.5.	Área administrativa del Ministerio de Minas y Energía	224
1.3.	RESERVA PRESUPUESTAL	225
1.4.	SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS	225
2.	SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	227
2.1.	CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO	227
2.2.	BAJA DE BIENES MUEBLES	227
2.2.1.	Mejoramiento de la infraestructura física	227
3.	PARTICIPACIÓN CIUDADANA	228
3.1.	INTERACCIÓN CIUDADANÍA - SECTOR MINERO ENERGÉTICO	228
3.1.1.	Eventos para socialización de políticas y normatividad	228
3.1.2.	Participación en ferias y congresos	229
3.1.3.	Participación en las ferias de servicio al ciudadano	229
3.1.4.	Audiencia Pública de Rendición de Cuentas a la Ciudadanía	230
3.2.	MEDICIÓN DE LA SATISFACCIÓN DEL CLIENTE	230
3.3.	CONVENIOS DE COOPERACIÓN	230
3.3.1.	Muestra interactiva "Mundo Minero"	230
3.4.	ATENCIÓN DE MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA	231
3.5.	ACCIONES DE MEJORAMIENTO	231



4.	PLANEACIÓN Y GESTIÓN INTERNACIONAL	232
4.1.	MODELO INTEGRADO DE PLANEACIÓN Y GESTIÓN (MIPG) – POLÍTICAS DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO	232
4.2.	SISTEMA DE METAS DE GOBIERNO (SISMEG)	233
4.3.	PLAN DE ACCIÓN Y PLAN ESTRATÉGICO	233
4.4.	PRESUPUESTO	234
4.5.	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN INSTITUCIONAL	235
4.6.	GESTIÓN INTERNACIONAL	236
5.	TALENTO HUMANO	238
5.1.	PLANTA DE PERSONAL - MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	238
5.2.	CAPACITACIÓN	238
5.3.	BIENESTAR SOCIAL	238
5.4.	SALUD OCUPACIONAL	238
6.	TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN – TIC	239
6.1.	MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TIC	239
6.2.	IMPLEMENTACIÓN DE SERVICIOS Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN	239
7.	CONTROL INTERNO DISCIPLINARIO	240

CONTROL INTERNO 244

1.	CONTROL INTERNO	244
1.1.	VALORACIÓN DEL RIESGO	244
1.2.	EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO	244
1.2.1.	Sistema de Control Interno Contable a 31 de diciembre de 2013	246
1.2.2.	Sistema de Control Interno, encuesta de implementación del Modelo Estándar de Control Interno (MECI) y Calidad, a febrero de 2014	246
1.2.3.	Seguimiento al Plan de Anticorrupción y de Atención al Ciudadano del Ministerio de Minas y Energía, a 31 de diciembre de 2013	246
1.2.4.	Seguimiento Plan de Mejoramiento Institucional Suscrito con la Contraloría General de la República	247
1.3.	ACOMPANIAMIENTO Y ASESORÍA	248
1.3.1.	Asesorías y alertas	248
1.3.2.	Acompañamientos	248
1.4.	FOMENTO DE LA CULTURA DEL CONTROL	249
1.5.	RELACIÓN CON ENTES EXTERNOS	249
1.5.1.	Atención entes externos	249
1.5.2.	Calificación de los Entes de Control - Contraloría General de la República	250
1.5.2.1	Opinión sobre los estados contables	250

SIGLAS

AAAC	Cable de Aluminio Concéntrico	BID	Banco Interamericano de Desarrollo
ACEM	Aceite Combustible Ecológico para Motor	BNA	Bolsa Nacional Agropecuaria
ACIEM	Asociación Colombiana de Ingenieros Eléctricos, Mecánicos y Afines	BOMT	Construcción (Build-Own-Operate Ow Maintenance and Transfer)
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica	BP	British Petroleum
ACOPI	Asociación Colombiana de Medianas y Pequeñas Industrias	BPIN	Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional
ACP	Asociación Colombiana de Petróleos	BRASPETRO	Petróleos del Brasil
ACPM	Aceite combustible para motores	CACSSE	Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País
ADD	Áreas de Distribución de Energía Eléctrica	CAFAZNI	Comité de Administración del Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas No Interconectadas
AEM	Áreas Estratégicas de Minería	CAFISUR	Cooperativa de Caficultores del Sur del Tolima
AGC	Control automático de generación	CAN	Comunidad Andina de Naciones
AGI	Acuerdo Gobierno-Industria	CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
ALC	Aceite liviano de ciclo	CAR	Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca
ANALDEX	Asociación Nacional de Comercio Exterior	CARBOCOL	Carbones de Colombia S.A. en liquidación
ANDI	Asociación Nacional de Industriales	CAR	Cooperaciones Autonomas Regionales
ANFALIT	Asociación Nacional de Fabricantes de Ladrillo y Derivados de la Arcilla	CCAC	Coalición del Clima y el Aire Limpio
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	CCO	Comisión Colombiana del Océano
ANM	Agencia Nacional de Minería	CCOSOP	Centro Nacional de Convivencia, Seguridad y Orden Público
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales	CDC	Carbones del Cerrejón
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento APDEA Acto Andino de Intercambio, Promoción y Erradicación de la Droga (Andean Trade, Promotion and Drug Eradication Act)	CELAC	Centro de Estudios Latinoamericanos y del Caribe
API	Escala que expresa la densidad relativa de un hidrocarburos líquido.	CGMW	General de la Comisión del Mapa Geológico del Mundo
ARE	Área de Reserva	CGR	Contraloría General de la República
ARE	Áreas de Reserva Especial	CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas
ASE	Áreas de Servicio Exclusivo de Gas Natural	CIPE	Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos
ASE	Área de Servicio Exclusivo	Cinmipetrol	Congreso Internacional de Minería y Petróleo
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales	CISA	Central de Inversiones S.A.
Asoagromisbol	Asociación Agrominera del Sur de Bolívar	CISP	Comité Internacional para el Desarrollo de los Pueblos
ASOCARS	Asociación de Corporaciones Autónomas Regionales	CMSA	Cerro Matoso S.A.
ASOGRAVAS	Asociación de Areneros y Gravilleros de Colombia	CND	Centro Nacional de Despacho
ASOMINEROS	Asociación Colombiana de Mineros	CNM	Centro Nacional de Monitoreo
		CNO	Centro Nacional de Operación

CNO	Consejo Nacional de Operación		y Tecnología
CNR	Consejo Nacional de Operación	ECDBC	Estrategia de Desarrollo Bajo en Carbono
COLCIENCIAS	Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología	ECOGAS	Empresa Colombiana de Gas ECO-PETROL Empresa Colombiana de Petróleos
CONALMINERCOL	Confederación Nacional de Mineros de Colombia	EDS	Estaciones de Servicio
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social	EEDAS	Empresa de Energía del Archipiélago, San Luis, San Andrés y Providencia
COREDI	Corporación Educativa para el Desarrollo Integral	EEE	Eficiencia Energética en Edificaciones
COREDI	Corporación Educativa para el Desarrollo Integral	EIA	Energy International Agency - Agencia Internacional de Energía
CORPOBOYACÁ	Corporación Autónoma Regional de Boyacá	EIAS	Estudio de Impacto Ambiental y Social
CORPOCHIVOR	Corporación Autónoma de Chivor	EITI	Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas
CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia	EMELCE S.A. E.S.P.	Empresa De Energía Del Guainía La Ceiba S.A. E.S.P
COT	Comisión de Ordenamiento Territorial	EMSA	Electrificadora del Meta S.A E.S.P
COTELCO	Asociación Hotelera y Turística De Colombia	ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	EPC	Engineering Procurement and Construction
CRIC	Consejo Regional Indígena del Cauca	EPSA	Empresa de Energía del Pacífico
CVC	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca	ESAP	Escuela Superior de Administración Pública
CZN	Corrección Zona Norte	ESCO's	Energy Service Companies,
DAA	Diagnóstico Ambiental de Alternativas	ESP	Empresa de Servicios Públicos
DAFP	Departamento Administrativo de la Función Pública	ESSA	Empresa de Energía de Santander
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística	ETESA	Empresa de Transmisión de Panamá
DC	Direct Current	FAC	Fuerza Aérea Colombiana
DCCA	Departamento de Control y Comercio de Armas	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
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
DICAR	Dirección de Carabineros y Seguridad Rural	FEDESMERALDAS	Federación Nacional de Esmeraldas
DIMAR	Dirección General Marítima	FENALCARBON	Federación Nacional de Carboneros de Colombia
DIMAR o autoridad competente		FENOGE	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico	FIDIC	Fundación Instituto de Inmunología de Colombia
DNA	Demanda no Atendida	FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
DNP	Departamento Nacional de Planeación	FND	Federación Nacional de Departamentos
DPAD	Dirección de Prevención y Atención de Desastres	FOB	Free on Board (franco a bordo)
DTF	Depósitos a Término Fijo	FOES	Fondo de Energía Social
E&L	Integridad Operativa, Energía y Pérdidas	FONADE	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo
E&P	Actividad Exploratoria y de Producción	FSSRI	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
EAFIT	Escuela de Administración, Finanzas		

GECELCA	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe	MESOAMÉRICA	Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica
GEF	Global Environment Facility	MGSA	Mapa Geológico de Suramérica
GEI	Gases de Efecto de Invernadero	MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
GESTEL	Gestión de Telemetría	MINERCOL	Empresa Nacional Minera Ltda.
GLP	Gas Licuado del Petróleo	MIPG	Modelo Integrado de Planeación y Gestión
GMI	Iniciativa Global de Metano	MME	Ministerio de Minas y Energía MOR Mercado Organizado Regulado NBI Necesidades Básicas Insatisfechas
GNCV	Gas Natural Comprimido Vehicular	NAMA	Medidas Nacionales de Adopción y Mitigación al Cambio Climático
GNV	Gas Natural Vehicular	NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, National Oceanic and Atmospheric Administration
GPPS	Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confianza	OAP	Oleoducto al Pacífico
GRI	Global Reporting Initiative	OBC	Oleoducto Bicentenario de Colombia
GRT	Grupos Regionales de Trabajo	OCAD	Órganos Colegiados de Administración y Decisión
GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores	OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
ICEE	Índice de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica	OCENSA	Oleoducto Central S.A.
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones	OCG	Opciones de Compra de Gas
ICP	Instituto Colombiano de Petróleos	ODC	Oleoducto de Colombia
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales	OEF	Obligación de Energía firme
IED	Inversión Extranjera Directa IFO Combustible para Calderas	OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica OLADE Organización Latinoamericana de Energía
IGAC	Instituto Geográfico Agustín Codazzi	ONGs	Organizaciones No Gubernamentales
INDUMIL	Industria Militar	ONIC	Organización Nacional Indígena de Colombia
INEA	Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas	ONUDI	Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo Industrial
INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería	OPC	Ofertas Públicas de Cantidades
IPC	Índice de precios al consumidor	OPIAC	Organización de los Pueblos indígenas de la Amazonía Colombiana
IPP	Índice de precios al productor	OR	Operadores de red
IPSE	Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas	OTA	Oleoducto Transandino
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. ESP ISA-GEN Interconexión Eléctrica S.A Generadora	OTCA	Organización del Tratado de Cooperación Amazónica
IVA	Impuesto al valor agregado	OXY	Occidental de Colombia
JETA1	Turbocombustible para Aviación	P&G	Pérdidas y Ganancias
LAC	Liquidador y administrador de cuentas	PAR	Puntos de Atención Regional
LADU,	Latin America Down Under	PAZ DEL RÍO S.A.	Acerías Paz del Río S.A.
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	PBC	Programas en Beneficio de las Comunidades
MAGNA	Marco Geocéntrico Nacional de Referencia	PCBs	Contaminantes orgánicos persistentes
MAPE	Minería Artesanal y Pequeña Escala	PCH	Pequeña central hidroeléctrica
MCH	Microcentral Hidroeléctrica	PDAC	Prospectors and Developers Association of Canada
MDL	Mecanismos de desarrollo limpio		
MECI	Modelo Estándar de Control Interno		
MEM	Mercado de Energía Mayorista		
MERIT	Mantenimiento y Confiabilidad		



PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.	RMN	Registro Minero Nacional
PEN	Plan Energético Nacional	RSU	Residuos sólidos urbanos
PETIC	Plan Estratégico de Tecnología de Información y Comunicaciones del Sector Minero Colombiano	RUCOM	Registro Único de Comercializadores de Minerales
PETROBRAS	Petróleos del Brasil	RUT	Reglamento Único de Transporte
PETROECUADOR	Petróleos del Ecuador	S/E	Sub Estación
PETROSANTANDER	Petróleos de Santander	SAI	San Andrés Islas
PGN	Presupuesto General de la Nación	SAMA	Salinas Marítimas de Manaure
PIB	Producto Interno Bruto	SCADA	Control de supervisión y adquisición de datos (Supervisory control and data acquisition)
PIEC	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura	SDL	Sistema de Distribución Local
PIL	Precio de importación para liquidación ecuatoriano	SD-LAC	Solar Decathlon para América Latina y El Caribe
PINES	Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos	SEC	Sistema Electrónico de Contratos
PMA	Plan de Manejo Ambiental	SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
PMD	Plan Maestro de Desarrollo	SENA	Servicio Nacional de Aprendizaje
PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero	SEP	Programa Estatal de Energía
PNN	Parque Nacional Natural	SGC	Servicio geológico Colombiano
PNOEC	Política Nacional del Océano y Espacios Costeros	SGC	Servicio Geológico Colombiano
PNOM	Plan Nacional de Ordenamiento Minero	SGR	Sistema General de Regalías
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo	SIAL	Sistema de Áreas Libres
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente	SIC	Sistema de Intercambios Comerciales
POLFA	Policía Fiscal y Aduanera	SICOM	Sistema de Distribución de Combustibles
PONE	Precio de oferta colombianos expost en el nodo frontera para exportación	SIEC	Sistema de Información Eléctrico Comercial
POT	Planes de Ordenamiento Territorial	SIG	Sistema de Información Georreferenciado
PPA	Acuerdo de compra de energía (Power purchase agreement)	SIMCO	Sistema de Información Minero Colombiano
PROEXPORT	Fondo de Promoción de Exportaciones	SIN	Sistema Interconectado Nacional
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas	SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
PROURE	Programa de Uso Racional de Energía	SISMEG	Sistema de Seguimiento de Metas de Gobierno
PRSL	Programa de Reconversión Socio Laboral	SMGE	Sector de la Minería a Gran Escala
PSSMEC	Política de Sostenibilidad del Sector Minero Energético de Colombia	SMMLV	Salarios Mínimos Mensuales Legales Vigentes
PTI	Plan de Trabajo e Inversiones	SMSCE	Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación
PTO	Plan de Trabajos y Obras	SNCTI	Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación
R/P	Reservas/ Producción	SNIE	Sistema Nacional de Información Estadística
RD	Valor de los Impuestos y Regalías Distribuidas	SSEPI	Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública
REFICAR	Refinería de Cartagena	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
REP	Red de Energía del Perú	STE	Servicio Transporte de Energía
Res.	Resolución	STN	Sistema de Transmisión Nacional
RETEVIS	Reglamento Técnico de Eficiencia Energética para Viviendas de Interés Social	STR	Sistema de Transmisión Regional
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones	SUIFP	Sistema Unificado de Inversiones y Finanzas Públicas
RETIQ	Reglamento Técnico de Etiquetado		

TEA	Contrato de Evaluación Técnica	UPTC	Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia
TEBSA	Termobarranquilla S.A.	URE	Uso Racional y Eficiente de Energía
TIC	Tecnologías de Información y Comunicación	URE	Uso Racional y Eficiente de Energía
TIES	Transacciones Internacionales de Electricidad	USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
TN	Transmisor Nacional	WACC	Costo Promedio Ponderado de Capital
TRM - TCRM	Tasa representativa del mercado	WTI	Precio Internacional de Referencia de Petróleo Crudo (west Texas intermediate)
TSM	Temperatura superficial del mar	XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
UIS	Universidad Industrial de Santander	ZARPE	Permiso de navegabilidad expedido por la DIMAR o autoridad competente
UMACRO	Unidad de Análisis Macroeconómico	ZNI	Zonas No interconectadas
UNASUR	Unión de Naciones Suramericanas		
UNR	Usuarios No Regulados		
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética		
UPRA	Unidad de Planificación Rural Agropecuaria		

CONVENCIONES

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



PRESENTACIÓN

En desarrollo de lo previsto en la Constitución Política de Colombia, en su artículo 208, tengo el honor de presentar al honorable Congreso de la República el informe de actividades del Ministerio de Minas y Energía correspondiente al período 2013-2014.

Durante el último año hemos logrado avances muy importantes en distintos frentes para garantizar la sostenibilidad de los aportes del sector minero-energético a la economía y al desarrollo social y productivo de Colombia, pero también hemos tenido que afrontar nuevos desafíos que afectan de manera significativa su desarrollo.



Los aportes a la economía continúan siendo significativos. En el último año el sector en su conjunto exhibió una tasa de crecimiento de 5%, ligeramente por encima de la expansión de la economía de 4,7%. Este desempeño permitió consolidar una participación de la producción de esta industria equivalente a una décima parte del Producto Interno Bruto (PIB) agregado. De la misma manera que contribuye al crecimiento y constituye un sector con un gran peso específico en la economía, es el gran generador de recursos. El año anterior los ingresos provenientes del sector, entre impuestos, regalías y dividendos le significaron al Estado \$29.8 billones, equivalentes al 32% de los ingresos corrientes de la Nación.

Ahora bien, en el frente externo, el sector mantiene su importancia dentro de la canasta exportadora de Colombia. Las cifras consolidadas de 2013 muestran que las ventas externas del sector alcanzaron los 42.500 millones de dólares y una participación del 72% en las exportaciones colombianas. Respecto a la confianza inversionista en la industria, la Inversión Extranjera Directa (IED) hacia los sectores de hidrocarburos y minería se mantuvo estable el año pasado, alrededor 7.900 millones de dólares, además su participación en la IED total de Colombia cayó desde 52% en 2012 hasta el 48% en 2013. Esta cifra debe considerarse positiva porque la IED hacia Colombia creció 8% entre estos dos años, alcanzando los 16.355 millones de dólares, lo que significa que el país está recibiendo más recursos de inversión de largo plazo, diversificados en más sectores de la economía. Y ello, en medio de un entorno caracterizado por el reflujo de capitales desde

los países emergentes hacia los países desarrollados. Ello refleja la confianza en el país y la competitividad del sector.

A los anteriores resultados, es importante añadirle que las reservas de petróleo experimentaron un crecimiento anual del 2,9% y se ubicaron en 2.445 millones de barriles, valga señalar que este nivel de reservas es el más alto de los últimos quince años y se ha logrado a partir de intensivos trabajos de exploración por parte de la industria, con una producción que ronda el millón de barriles, y que sin lugar a dudas también es una muestra del éxito del modelo implementado por Colombia para estimular el aprovechamiento de sus recursos hidrocarburíferos. Sin embargo, pese a este positivo desempeño, este nivel de reservas, dados los volúmenes actuales de producción, garantiza la autosuficiencia energética de Colombia para los próximos 6,6 años, a todas luces insuficiente para afrontar los retos de desarrollo del país de mediano y largo plazo. Por ello pusimos el énfasis en la actividad exploratoria, que es la única que le va a permitir al país incorporar más barriles a sus reservas, única manera de garantizar la sostenibilidad de la meta de producción por encima del millón de barriles promedio diario/año.

Teniendo en cuenta lo anterior, una buena parte de la gestión del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas se ha concentrado en continuar promoviendo la exploración de las cuencas hidrocarburíferas ya exploradas, pero más importante aún, la búsqueda de recursos no convencionales y costa afuera, donde sin lugar a dudas tenemos un futuro promisorio. Los desarrollos que se hagan en estos dos frentes contribuirán significativamente a incrementar las reservas de crudo y gas del país, amén de la explotación del gas metano asociado a los mantos de carbón (CBM). Al hacer posible la superación de las diferencias entre las empresas Cerrejón y Drumond, estamos ad portas del desarrollo del CBM a gran escala, al tiempo que se avanza a través de la Ronda Colombia 2014 en la asignación de 8 bloques adicionales para explorar y explotar el CBM.

En relación al sector eléctrico es importante mencionar que al cierre del período de este informe la capacidad de generación del sistema eléctrico colombiano se ubica en 14.600 megavatios (MW), cifra que contrasta con una demanda máxima de 9.500 MW, lo que implica que contamos con un sistema holgado para atender la demanda en condiciones de seguridad y confiabilidad. No obstante, próximamente entrarán en operación 3.585 MW de potencia adicionales, destacándose los proyectos de Hidrosogamoso, Quimbo y Gecelca, dándole más robustez y firmeza al Sistema. Ello le va a permitir al país convertirse en el Hub energético regional. De hecho dejamos reactivado el proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá. También quiero destacar los significativos avances en relación a los proyectos de integración con los países vecinos del cono sur, en particular la finalización de los estudios de armonización regulatoria y planificación de la infraestructura para el Sistema de Interconexión Eléctrica Andino que se dieron en abril de 2014.

Lo realizado en materia de generación ha ido acompasado con la expansión de redes de transmisión, subtransmisión y distribución, así como subestaciones eléctricas, compensadores y transformadores, en procura de reducir las restricciones y atrapamientos de energía. Está en curso la subasta de 14 proyectos por parte de la UPME, enfocada a lograr este cometido. Asimismo, estamos convencidos de la importancia del servicio de energía



eléctrica para brindar más oportunidades de desarrollo a la población, por eso también nos hemos enfocado en llevar más soluciones energéticas a las zonas no interconectadas y en acercarnos a todos los mercados del país donde la prestación del servicio es deficiente. Mención aparte merece los pasos dados para corregir la gran vulnerabilidad del sistema energético de la región Caribe, la cual se ha traducido en deficiencias en la prestación del servicio. Para ello pusimos en marcha un Plan de choque tendiente a anticipar la ejecución de las obras requeridas, en las cuales se invertirán más de US \$600 millones. Además, dejamos estructurado el Plan de choque al que se comprometió el señor Presidente de la República, para que se empiece por la región Caribe el cumplimiento de la Ley 143 de 1994, la cual se impuso la meta de alcanzar la cobertura universal en la prestación del servicio de energía eléctrica al término de los 20 años de vigencia de la misma. Finalmente, quiero destacar el apoyo brindado por el Congreso de la República a la iniciativa que promueve la utilización de las energías renovables en Colombia. Con la Ley 1715, de mayo de 2014, dimos un paso muy importante para diversificar nuestra canasta energética, brindar mayor confiabilidad a nuestra arquitectura energética y contribuir a la prevención y mitigación de los desafíos que nos impone el cambio climático.

Ahora bien, la nueva institucionalidad minera del país nos está permitiendo asumir los retos que nos impone esta actividad de manera eficiente y focalizada. Significativos son los avances en la fiscalización de los títulos mineros en el país y las mejoras en seguridad y salvamento minero. Asimismo, dimos un paso muy importante para el diseño de un nuevo modelo de asignación de títulos mineros, como lo es el incremento del conocimiento geológico del subsuelo a través la exploración geoquímica y geofísica en las áreas estratégicas mineras. Todo ello a través del Servicio Geológico Colombiano (SGC), al cual le dimos otra dimensión al pasar de la perforación de pozos exploratorios para estudiar y analizar las aguas subterráneas y así obtener la información y el conocimiento de las mismas al desarrollo de los mismos, poniéndolos al servicio de la comunidad contribuyendo al aumento de la oferta hídrica y de esta manera llevarle agua potable a los que más la requieren. Así nació una nueva Política pública de Gestión Integral de Gestión del Recurso Hídrico Subterráneo. Para darle desarrollo a la misma se viene trabajando arduamente en un Documento CONPES.

También, estamos construyendo una política para el pequeño minero, el minero artesanal, tradicional, ancestral, cuyo sustento depende exclusivamente de esta actividad. Hemos venido realizando pilotos con el objetivo de construir una política seria y efectiva que les permita a estos mineros trabajar bajo el amparo de un título, capacitarse y asociarse con el objetivo de asegurarles una mejora en sus condiciones de vida y que también le ayuden a Colombia a desarrollar una minería sostenible desde el punto de vista económico, social y ambiental. Hemos entendido el programa de formalización, al que le dimos un gran impulso, como el paso por parte de los pequeños mineros de la minería de subsistencia a la minería comercial, como buenas prácticas, estabilidad laboral y erradicación del uso del mercurio. Para ello logramos a través de los subcontratos mineros ganar como aliados de este proceso a la gran minería.

Finalmente, tengo que señalar que necesitamos seguir trabajando de manera mancomunada para convencernos de la importancia del desarrollo de este sector para nuestras regiones y el país en general. De la extracción sostenible de nuestros recursos minero-ener-

géticos dependen los recursos que financian la construcción de escuelas, acueductos, hospitales, vías, entre otros, también la generación empleo y la transferencia de tecnología y de conocimientos en los departamentos del país. Hemos sido reiterativos en la necesidad de que las empresas que operan en el sector y las que le apuesten hacia el futuro, además de contar con la Licencia ambiental y la consulta previa, cuando hay lugar a ella, deben contar con la Licencia social. Se entiende por Licencia social el asentimiento de las comunidades asentadas en el área de influencia en donde operan las empresas, el cual sólo es posible ganándose la confianza de las comunidades a través de un buen relacionamiento con las mismas. Para ello es fundamental que las empresas pasen del concepto, bien entendido, de la Responsabilidad social empresarial (RSE) al concepto más avanzado de Michel Porter del Valor compartido. Sólo de esta manera se podrán viabilizar los proyectos y a ello apunta el Convenio suscrito con el PNUD a través del cual nos acogimos a su Estrategia de Gestión Territorial de Desarrollo Humano de la actividad extractiva en Colombia.

Son múltiples programas y políticas que hemos venido desarrollando para cada uno de los sectores. Por eso, en esta versión de nuestro informe de gestión al Honorable Congreso de la República, hemos decidido agregar un resumen ejecutivo al comienzo de cada capítulo que hace un recuento de los avances de la política minero-energética de los últimos cuatro años, y en particular, a los que se refieren al último año correspondiente a este informe de gestión. Esperamos que la información suministrada otorgue buenos elementos para seguir construyendo el sector que queremos, uno que de manera sostenible le siga aportando al desarrollo social y productivo de Colombia.

AMYLKAR ACOSTA MEDINA

Ministro de Minas y Energía





El Ministro de Minas y Energía Amylkar Acosta inauguró el primer proyecto de energía solar para comunidades de la Sierra Nevada de Santa Marta.

Octubre 7 de 2013



El Ministerio de Minas y Energía recorrió la vía terciaria El Carmen–El Salado, del municipio de Carmen del Bolívar, como parte de la jornada “De trochas a Caminos de Prosperidad”.

Octubre 31 de 2013



En el periodo 2013-2014 más colombianos tuvieron acceso al servicio de gas. El Ministro Amylkar Acosta recorrió el país y visitó algunos de sus nuevos usuarios.

Noviembre 1 de 2013



El Viceministro de Energía, Orlando Cabrales, presentó el gasoducto urbano en Puerto Asís, y el programa piloto que subsidia el valor de la compra de gas por cilindros.

Noviembre 2 de 2013



El Viceministro de Minas César Díaz explicó en la rendición de cuentas a la ciudadanía los retos que enfrenta el sector minero, así como el apoyo que el Gobierno Nacional le da a los pequeños mineros que quieran formalizarse.

Noviembre 26 de 2013



El Ministerio de Minas y Energía participó en diversos escenarios de diálogo sobre la industria petrolera ante el posconflicto en el país.

Diciembre 13 de 2013



En Cúcuta, el Ministro Acosta Medina explicó la formulación y adopción de la política nacional para la formalización de la minería.

Enero 28 de 2014



El Viceministro de Energía firmó un memorando de entendimiento con la organización Carbon War Room para profundizar la participación de fuentes renovables en la isla de San Andrés.

Febrero 7 de 2014





El Ministro Amylkar Acosta participó en el evento de clausura del Plan Estratégico y Prospectivo del Cesar, y visitó la comunidad del municipio de Bosconia.

Abril 7 de 2014



El Ministerio de Minas y Energía entregó dos pozos profundos para contribuir al problema de suministro de agua potable en Maicao.

Abril 8 de 2014



Comprometidos con el servicio eficiente de la energía eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía realizó visitas a operadores en diversos municipios del país.

Mayo 7 de 2014



El Ministro Amylkar Acosta recorrió la región Caribe y sus subestaciones energéticas.

Junio 12 de 2014

Hidrocarburos



Hidrocarburos



El Gobierno Nacional, identificando la necesidad de fortalecer las instituciones, incentivó una reforma de la administración pública, y en particular del sector de hidrocarburos, que requirió de una reestructuración institucional para responder de manera eficiente a las demandas de los distintos agentes. Entre los principales avances que se realizaron durante este cuatrienio se destacan los siguientes:

- Asignación de funciones de control y seguimiento E&P, y delegación de funciones de fiscalización a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, en 2012.
- Reestructuración de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.
- Creación de la oficina de Asuntos Regulatorios del Ministerio de Minas y Energía.

Adicionalmente, en el marco de los objetivos estratégicos se diseñaron estrategias sectoriales en busca su cumplimiento. Para el sector de hidrocarburos nos propusimos los siguientes objetivos y estrategias:

1. CUMPLIMIENTO DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO

1.1. GARANTIZAR EL ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS

1.1.1. Aumentar la exploración y producción de hidrocarburos

Dentro de las principales actividades que se deben tener en cuenta en la gestión del sector para el cumplimiento de este objetivo, durante el periodo de Gobierno 2010 – 2014, vale la pena destacar los procesos de Ronda Colombia que se realizaron en los años 2010 y el 2012. Estas rondas, caracterizadas por ser abiertas y competitivas, requirieron de la definición de acciones contundentes en todo el proceso para garantizar la transparencia en la recepción y evaluación de ofertas.

El proceso denominado Ronda Colombia 2010 tuvo como resultados la suscripción de 68 contratos, que incluyen la adjudicación de bloques en cuencas emergentes y frontera, tales como Los Cayos, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería y Sinú- San Jacinto, entre otras. Con la experiencia de dicha ronda, se identificó la importancia para el sector de contar con conocimiento geológico y geofísico, así como la implementación de estrategias de promoción sustentadas en la información técnica.

En cuanto al proceso de Ronda Colombia 2012, se adjudicaron 50 contratos de los 115 bloques ofertados inicialmente, esto implica inversiones por US\$2.600 millones en un período de 4 a 5 años. Esta ronda tiene una importancia especial para el país ya que se da inicio al desarrollo de yacimientos no convencionales, se asignaron 6 bloques en esta ronda, y a la garantía de calidad en razón de la experiencia de las compañías operadoras tanto pequeñas como grandes.

El crecimiento del sector observado en los últimos años también se explica en el buen desempeño observado de la actividad exploratoria.

La ANH posicionó la actividad exploratoria como una de las más relevantes para el sector durante este gobierno, esto teniendo en cuenta que con la adquisición de sísmica y la realización de estudios geológicos se identifica el potencial hidrocarburífero de Colombia. Asimismo, uno de los propósitos del sector ha sido el de impulsar la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales. Así pues, los resultados en esta materia son de gran importancia para el sector y el país

Como resultado de la ejecución de los compromisos exploratorios pactados y actividades adicionales desarrolladas por las empresas en el marco de los contratos de E&P, contratos de asociación y convenios de exploración de hidrocarburos, se ha presentado un crecimiento anual de la perforación de los pozos exploratorios. A continuación se presentan los indicadores principales que contienen sus metas y resultados:

Suscripción de nuevos contratos de exploración y explotación petrolera

El sector durante el periodo de Gobierno suscribió 140 nuevos contratos de exploración y explotación petrolera, 122 de ellos corresponden a contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P, y 18 de Evaluación Técnica, TEA, año a año estos contratos tuvieron el siguiente comportamiento referenciado en la tabla 1.

TABLA 1.
CONTRATOS FIRMADOS

Año	E&P	TEA'S	Total
2010	7	1	8
2011	67	9	76
2012	46	8	54
2013	2	-	2
2014*	-	-	-
Total firmados	122	18	140

Fuente: ANH
*junio 2014

Durante los años 2010 – 2012, la actividad exploratoria ha conducido una inversión aproximada a los US\$ 5.284 millones¹, 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 bloques contratados.

1.1.1.1 Exploración

Adicionalmente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH- trazó un plan de adquisición de información y profundización en el conocimiento geológico y geofísico del país. Por lo anterior, esta entidad contrató estudios técnicos que han contribuido al incremento del conocimiento en cuencas emergentes y de frontera. Estos estudios están a disposición del público pues fueron depositados para consulta en el Banco de Información Petrolera.

Actividad sísmica

Durante este periodo de gobierno sobresalen los adelantos en las actividades exploratorias en sísmica resultado de los compromisos de los contratos de E&P y TEA's. Frente a esta actividad, se resaltan los avances en la adquisición de conocimiento geológico en sísmica 2D equivalente, que permite, entre otras cosas, "calentar" áreas de interés petrolero e incentivar los proyectos de inversión (ver gráfica 1). Adicionalmente, se alcanzó un amplio conocimiento en programas sísmicos 'Offshore' (costa afuera), sin descuidar los avances en las inves-

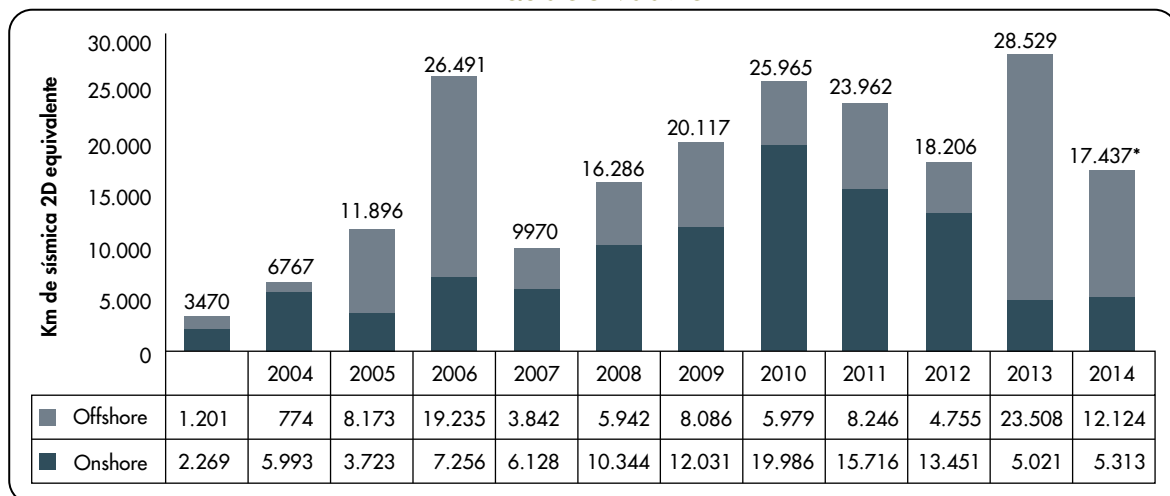
¹ Inversión en 2010 de US\$1.500, en 2011 de US\$ 3.000 y en 2012 de US\$ 784 millones



tigaciones en programas 'Onshore' (en tierra). Como se observa en la Gráfica 1 durante el

periodo de gobierno se ha incrementado los kilómetros equivalentes adquiridos.

GRÁFICA 1.
ADQUISICIÓN SÍSMICA



*A junio de 2014
Fuente: ANH

Perforación de nuevos pozos exploratorios

El total de pozos exploratorios (A3, A2) perforados durante el periodo 2010-2014 ha sido de 441 como resultado de los compromisos de los contratos de E&P. Es importante destacar que del total de pozos perforados en 2010 y 2011, 63 y 35, respectivamente, resultaron productores. Por su parte, de la perforación de 2012, 45 pozos han dado aviso de descubrimiento y otros 28 están en pruebas; para 2013, estos indicadores ascienden a 32 y 39, respectivamente (ver tabla 2).

TABLA 2.
EVOLUCIÓN POZOS EXPLORATORIO

Año	A3 y A2	Productores
2010	112	63
2011	126	35
2012	131	45 (28 pruebas)
2013	115	32 (39 pruebas)
2014*	68	
Total pozos perforados	552	

Fuente: ANH
*Junio 2014

Yacimientos no convencionales

De igual importancia resultan los avances que durante el cuatrienio 2010-2014 se han obtenido en materia de yacimientos no convencionales. Colombia inició el proceso de reglamentación sobre estos yacimientos mediante el establecimiento de los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014. Vale la pena destacar el ya mencionado interés de los inversionistas reflejado en la competencia que se dio por este tipo de bloques en la Ronda Colombia 2012.

Es importante resaltar que la Resolución 90341 es el producto de un trabajo de dos años, el cual fue planeado conjuntamente entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Servicio Geológico Colombiano y el Ministerio de Minas y Energía, a través de la adquisición e implementación del mejor conocimiento y experiencia a nivel global para afrontar con responsabilidad los retos ambientales y sociales asociados a la actividad. En virtud de esto, el proceso de gestión del conocimiento que rea-

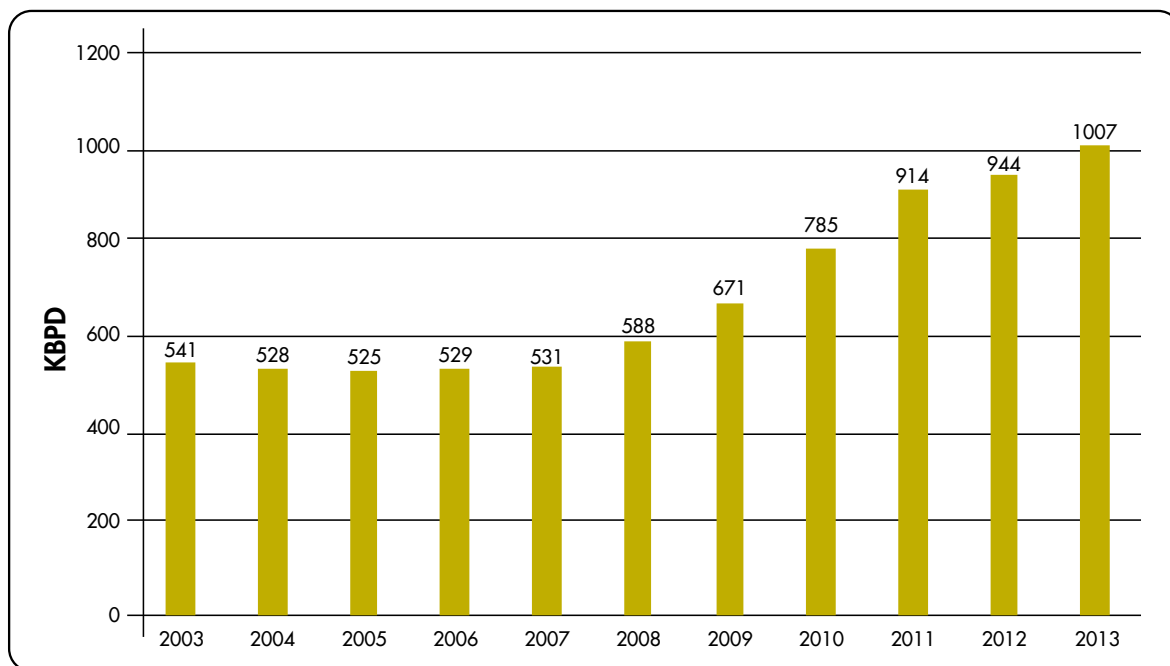
lizó el Gobierno Nacional, para elaborar el reglamento técnico, se convirtió en un referente mundial al surtir un proceso sin precedentes que se nutrió de experiencias internacionales, recomendaciones de expertos académicos y aportes de las entidades nacionales mencionadas.

Así pues, el sector minero energético, comprometido con garantizar el desarrollo sostenible de su actividad, se ha preocupado por incluir un componente de protección al agua, resguardando los acuíferos aptos para consumo humano y garantizando el uso más adecuado de este recurso.

1.1.1.2 Producción

Las medidas emprendidas por el sector han propiciado el aumento de la producción de crudo y gas durante el periodo de gobierno, en comparación con los años inmediatamente anteriores. Lo anterior se debe principalmente al esfuerzo de la industria para incorporar nuevas reservas en todos los campos, así como el comportamiento positivo de los precios del barril de petróleo. En 2013 se alcanzó la cifra récord de 1.007 Kbpd en 2013; en lo corrido de 2014, hasta junio, el promedio es de 980 Kbpd (ver gráfica 2).

GRÁFICA 2.
PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA ANUAL DE CRUDO



Fuente: ANH

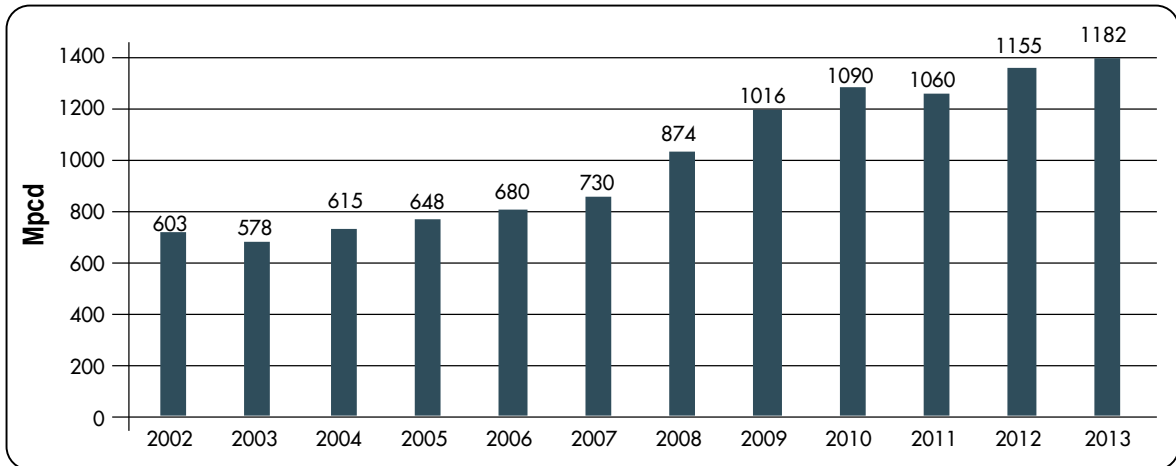
En lo referente a la producción de gas, se ha observado igualmente un incremento de la producción promedio anual del 5.9% (2010-2013), llegando a 1.145 Mpcd debido al desarrollo de nuevos campos a inicios de gobierno y a las ampliaciones de las facilidades de entrega (ver gráfica 3). Uno de los logros a destacar es la entrada en operación de las plantas de gas de Cupiagua y Cusiana, lo cual ha permitido que se cuente con una capacidad

adicional de 180 y 70 Mpcd.

En cumplimiento de las disposiciones normativas, el Ministerio de Minas y Energía publicó las cantidades declaradas por los agentes productores de gas para ofertar mediante Resolución 0072256 de 2013, donde se observó un incremento en el potencial de producción para 2018² de campo Guajira.

² Memorias al Congreso 2012-2013, página 28

GRÁFICA 3.
PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA ANUAL DE GAS



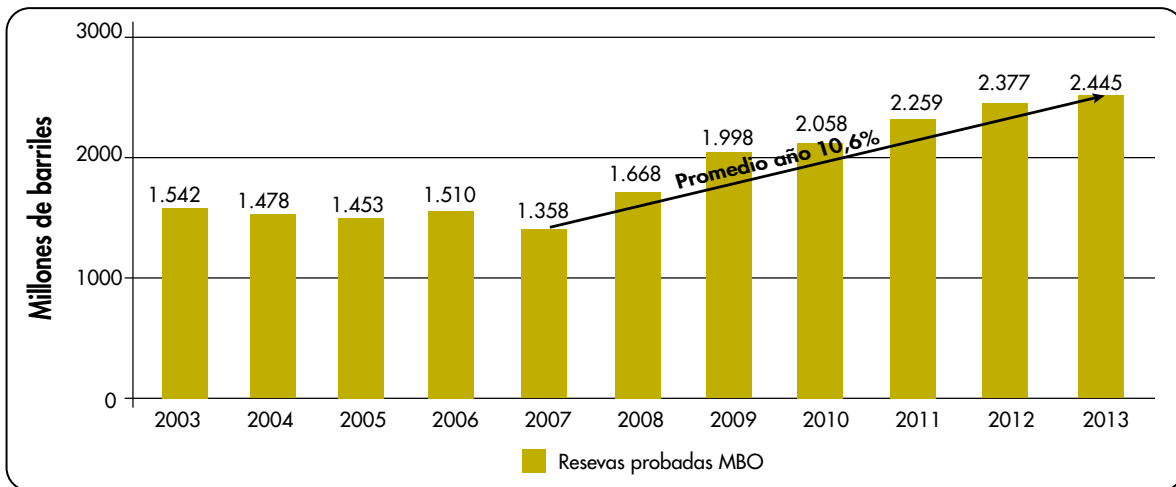
Fuente: ANH

1.1.1.3 Reservas de crudo y gas natural

En cuanto a las reservas de crudo y gas natural, uno de los principales resultados son los nuevos descubrimientos y adición de nuevas reservas certificadas para el país. Lo anterior ha pue-

to en evidencia el crecimiento constante de las reservas de crudo durante los últimos 6 años en un 10.6% promedio año de las reservas probadas (ver gráfica 4). Adicionalmente, se incorporaron nuevas reservas de hidrocarburos de fuentes no convencionales (0,4 TPC de gas asociado al carbón).

GRÁFICA 4.
EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE CRUDO

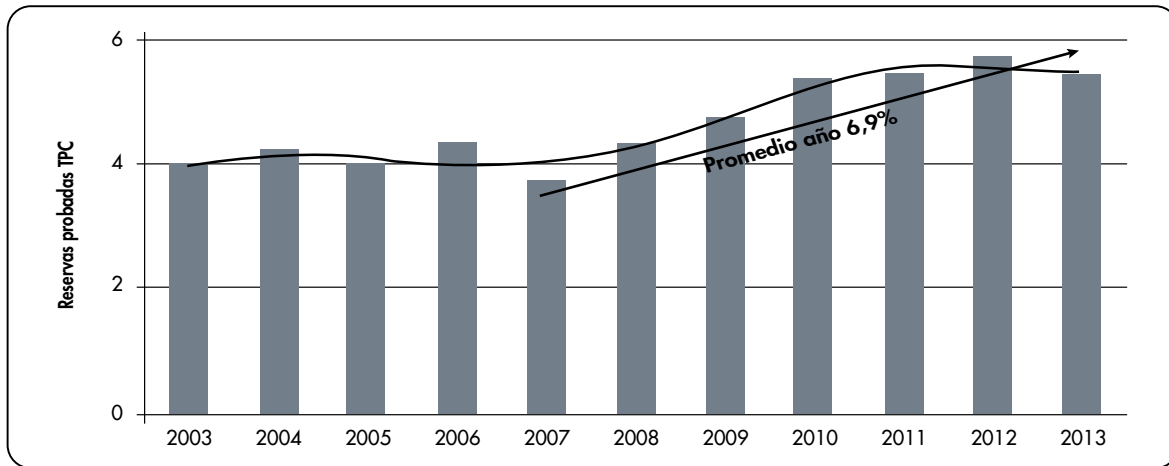


Fuente: ANH



En términos de reservas probadas para gas, se ha observado una tendencia creciente desde 2007 hasta 2012 con una tasa de crecimiento anual promedio de 6,9% (ver gráfica 5).

GRÁFICA 5.
EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS



Fuente: ANH

1.1.2. Construir la infraestructura necesaria para asegurar el abastecimiento confiable de hidrocarburos

1.1.2.1 Transporte de crudo

De acuerdo con lo dispuesto en el Plan Nacional de Desarrollo, en la cadena de producción, la garantía de un efectivo abastecimiento confiable y eficiente de hidrocarburos no sólo corresponde al aprovechamiento del recurso de manera eficiente y sostenible, sino también al acceso a la infraestructura de transporte.

En este sentido, uno de los aspectos más importantes en materia de transporte durante el

periodo de gobierno es la creación de CENIT, empresa especializada en transporte y logística de crudos y combustibles líquidos en Colombia, que inició operaciones en abril de 2013, la cual es una filial de Ecopetrol. Esta es una de las acciones que significó un cambio fundamental para el sector pues generó una señal positiva al mercado de transparencia, igualdad y reglas claras para el acceso a los oleoductos y poliductos para los diferentes productores, comercializadores y para los agentes de la cadena de distribución de combustibles.

Para la vigencia 2013, la capacidad instalada de los oleoductos fue de 1.247 Kbpd frente a 936 Kbpd en 2010. Lo anterior se sustenta en la entrada en operación de las ampliaciones del oleoducto Transandino – OTA y del oleo-



ducto de Colombia – ODC, y la entrada en operación del oleoducto Bicentenario de Colombia –OBC. Este último oleoducto es el proyecto más importante construido en los últimos años, e inició operación en octubre de 2013 en su primer tramo. El OBC cuenta con una capacidad inicial de 120 kbdp entre Araguaney y Banadía, y contará con una capacidad de 450 kbdp en el segundo tramo entre Banadía y el Puerto Marítimo de Coveñas.

La operación o construcción de estos proyectos ha sido afectada por problemas de orden público o por problemas con las comunidades vecinas a los mismos. Por lo tanto, entre las acciones que se han realizado como respuesta a la problemáticas presentadas se considera que en el marco del Acuerdo Gobierno-Industria AGI, que lidera la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se ha priorizado ante el Ministerio de Ambiente y/o ANLA - Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - los trámites ambientales sectoriales correspondientes a oleoductos como fue el caso del oleoducto Bicentenario. Además, también se han priorizado aspectos sociales ante el Ministerio del Interior.

Asimismo, se han identificado oleoductos para que hagan parte de los proyectos en infraestructura, hidrocarburos, minería y energía considerados como de interés nacional y estratégicos – PINES. De esta forma, el Gobierno Nacional busca apoyar desde la gestión pública los trámites ambientales y sociales para garantizar que estos sean más expeditos y que el cronograma de los proyectos se cumpla en tiempo y forma, pero siempre asegurando el cumplimiento de todos los estándares exigidos a la actividad.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 72146 de 2014, por medio de la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos, con el objetivo de incentivar la ampliación de los oleoductos existentes y la construcción de nuevos oleoductos. Además, se busca brindar mayor información pública sobre el uso de los oleoductos y sobre las tarifas aplicadas. De esta forma, se espera que en el futuro próximo el país incremente la capacidad de transporte

por oleoductos con proyectos como Delta 135 del oleoducto OCENSA, y el Oleoducto al Pacífico – OAP.

Otra acción a destacar en lo relacionado con el transporte de crudos pesados es la suscripción de un Acuerdo sobre Cooperación en el sector Energético entre el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables del Ecuador, con el propósito de desarrollar y promover las áreas de petróleo, gas, electricidad y petroquímica de los dos países.

En el marco de este acuerdo y en razón de las dificultades de infraestructura en el sur del país, la República de Ecuador se perfila como un socio estratégico con la capacidad disponible que podría ser utilizada por las compañías productoras de petróleo con operaciones en Colombia para su exportación, de manera que se estudió la alternativa de utilizar la infraestructura de transporte mencionada. De tal manera, se firmaron contratos de transporte entre los productores colombianos y el transportador ecuatoriano OCP en 2013.

1.1.2.2 Transporte de gas



En el 2013, la capacidad instalada de transporte de gas alcanzó los 1.333 Mpcd frente a 1.100 en 2010. En 2014, la capacidad se aumentó en 30 Mpcd, gracias a la entrada en operación de Ballena – Cartagena, para un total de 1.363 Mpcd.

1.1.2.3 Capacidad de refinación de combustibles en el país

En lo relacionado con el aumento de la capacidad de refinación de combustibles en el país se han diseñado dos proyectos: uno de expansión de la refinería de Cartagena y otro de modernización de la Refinería de Barrancabermeja.

Conforme a la información presentada por Reficar S.A a abril de 2014 los avances por actividades son: Avance ponderado: 92.9%, Ingeniería: 100%, Procura: 99,9 %, Fabricación: 100% y Construcción: 78.5%, con un costo de \$USD 6.466 millones. Con este proyecto se pretende ampliar la capacidad de refinación hasta 165.000 barriles por día, procesando crudos más pesados y ácidos, con lo cual la refinería podrá cumplir con estándares de eficiencia, teniendo una tasa de conversión más alta con una mayor cantidad de productos de alto valor.

Con la modernización de la refinería de Barrancabermeja, manteniendo la capacidad de 250.000 barriles por día, se busca facilitar el procesamiento de crudos más pesados, con lo cual se podrán obtener productos derivados de mayor calidad.

1.1.2.4 Capacidad de almacenamiento estratégico de combustibles líquidos gasolina y ACPM

El almacenamiento estratégico de combustibles es un tema importante para asegurar la continuidad y confiabilidad en el suministro. En aras de avanzar en el tema, el Ministerio de Minas y Energía definió el plan de continuidad en 2009, el cual tenía como objeto la remuneración de las inversiones para asegurar el suministro de combustibles en el país. Este plan

contemplaba inversiones en la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán de 30 a 60 Kbpd y la construcción de un oleoducto adicional entre Mansilla – Tocancipá que aseguraría el suministro de combustible a Bogotá en caso de emergencia.



En conjunto con el Departamento Nacional de Planeación, se llevó a cabo en el año 2011 el estudio “Definición de las necesidades de construcción de infraestructura, de los agentes responsables de su construcción y operación, de los mecanismos de remuneración de estos activos y del inventario necesario para su llenado y operación, así como de las reglas de operación que garanticen el abastecimiento estratégico de gasolina motor corriente, diesel y jet-fuel en el país”. Este estudio servirá de insumo técnico para la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, cuando dicha entidad adelante los análisis respectivos para la metodología de remuneración de los activos que garanticen el abastecimiento estratégico de combustibles.

Adicionalmente, el gobierno en el Decreto 1260 de 2013 que modifica la estructura de la CREG, y que establece sus funciones en materia de combustibles líquidos, permitió que la comisión pudiese “Determinar la metodología para renumerar los activos que garanticen el abastecimiento estratégico de combustibles”.

1.2. AMPLIAR EL ACCESO DE LA POBLACIÓN MÁS VULNERABLE AL SERVICIO DE GAS

A continuación se presentarán avances de algunas de las herramientas que se tienen en consideración para cumplir con este objetivo estratégico del Plan Nacional de Desarrollo en función de la masificación del gas, tales como el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural, por medio del cual se promueve y cofinancia proyectos en beneficio de los usuarios de menores ingresos (estratos 1 y 2); recursos del Sistema General de Regalías – SGR; recursos del Presupuesto General de la Nación para el desarrollo de infraestructura de GLP por red de tubería, y la conexión a usuarios de menores ingresos a nivel nacional y el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina; y el primer programa piloto para subsidiar el consumo de los usuarios de GLP distribuido en cilindros, en los departamentos de Caquetá, Nariño y Putumayo.

En este sentido vale la pena indicar que a primer trimestre del 2014 el país cuenta con 7.248.482 millones de usuarios, esto significa que en el periodo 2010-2014 se logró cumplir la meta propuesta para los cuatro años en un 225%, esto es 1.578.980 nuevos usuarios que contarán con servicio de gas natural. Esto se ha logrado con aportes de recursos de la nación y esfuerzos de empresas privadas.

En lo relacionado a la prestación del servicio en las áreas de servicio exclusivo de gas natural, en los cuatro años de gobierno se ha aumentado el número de usuarios en 1.145.550. Este es un logro a destacar en cuanto a que se dieron en áreas de mercados maduros.

1.2.1. Promover, gestionar y cofinanciar proyectos de cobertura de gas

1.2.1.1 Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural

Durante el periodo de gobierno se han tenido importantes avances en materia de cobertura

con lo que más de 1,5 millones de nuevos usuarios cuentan con el servicio de gas natural por redes, 357.385 usuarios beneficiados con recursos de la Nación por \$41.621 millones del Fondo Especial Cuota de Fomento.

1.2.1.2 Proyectos de infraestructura de GLP

Durante el 2013 se adelantó el primer programa piloto para subsidiar el consumo de los usuarios de GLP distribuido en cilindros, en los departamentos de Caquetá, Nariño y Putumayo. El Programa para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido por cilindros, está orientado a apoyar los estratos socioeconómicos más bajos de la población en acceso a este servicio público domiciliario. Además, busca facilitar que la población vulnerable acceda al servicio de gas minimizando el uso de otros energéticos que afectan el medio ambiente y la salubridad de la comunidad.

Los beneficiados del programa piloto pertenecen a los estratos socioeconómicos 1 y 2 ubicados en los municipios de El Doncello, El Paujíl, Puerto Rico y San Vicente del Caguán en el departamento de Caquetá, Cumbal, Guaitarilla, Ipiales, La Unión, Samaniego, Sandoná y San Andrés de Tumaco en el departamento de Nariño, y Orito, Puerto Asís, Valle del Guamuez y Villagarzón en el departamento de Putumayo (ver tabla 3).

En la identificación de los usuarios a ser beneficiados se obtuvo un total de 39.897, de este total, se activaron al sistema DaviPlata³ y se les desembolsó el subsidio a 11.031 discriminado por municipio y la asignación de recursos en la tabla 3.

³ Plataforma creada por Davivienda que permite administrar dinero desde el teléfono celular. Sirve para enviar y recibir giros nacionales, pagar los servicios públicos y privados, entre otros servicios. DaviPlata es un mecanismo diferente a la cuenta de ahorros y corriente, ofrecido por Davivienda a personas naturales, el cual se registrará por las disposiciones legales vigentes aplicables y por el contrato del producto el cual se encuentra disponible en www.daviplata.com

TABLA 3.
NÚMERO DE BENEFICIARIOS Y PAGOS POR MUNICIPIO

Departamento	Municipio	Beneficiarios	Total
Caquetá	El Doncello	550	\$ 13.810.100,00
	el Paujil	270	\$ 7.245.500,00
	Puerto Rico	737	\$ 17.933.100,00
	San Vicente del Caguán	856	\$ 22.945.000,00
Nariño	Cumbal	711	\$ 15.813.600,00
	Guaitarilla	1.237	\$ 32.496.400,00
	Ipiales	1.562	\$ 34.163.200,00
	La Unión	1.493	\$ 33.055.300,00
	Samaniego	1.261	\$ 29.161.100,00
	San Andrés de Tumaco	469	\$ 10.849.500,00
	Sandoná	162	\$ 3.534.800,00
Putumayo	Orito	70	\$ 1.847.400,00
	Puerto Asís	695	\$ 18.069.000,00
	Valle del Guamuez	107	\$ 2.335.700,00
	Villagarzón	851	\$ 20.463.100,00
Total General		11.031	\$ 263.722.800,00

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Ahora bien, en 2012 a través del Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de Ingresos – FSSRI- el gobierno otorgó subsidios a los estratos 1 y 2 por valor de \$329.776 millones.

1.2.1.3 Gas Natural Vehicular

En cuanto al programa de conversión a gas natural vehicular, el país durante estos cuatro años ha logrado un total de 488.180 vehículos convertidos a gas natural. Adicionalmente, las estaciones de servicio de gas natural comprimido vehicular se han incrementado durante los últimos cuatro años.

1.3. IMPULSAR LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

En el marco de este objetivo, el Gobierno Nacional, en consideración de las particularidades que presentan las zonas de fronteras, determinó como estrategias para el sector de hidrocarburos atacar la importación ilícita de combustibles venezolanos y la disminución del contrabando de combustibles.

Durante el cuatrienio, el Gobierno Nacional procuró emplear las medidas necesarias para

garantizar el abastecimiento de combustible en cada uno de los departamentos fronterizos, de manera que se proveyó el combustible mediante planes de abastecimiento con producto mixto, así como la importación de combustible desde la República del Ecuador⁴, en departamentos como Putumayo. Adicionalmente, en 2012 se establecieron precios preferenciales para los combustibles,⁵ y el Ministerio de Minas y Energía ha dispuesto de cupos de combustibles a las estaciones de servicio. Lo anterior facilitó dar respuesta a sucesos que estaban afectando el abastecimiento del combustible tales como los paros nacionales y la falta de producto importado desde Venezuela.

De igual manera, entre las acciones del Gobierno Nacional para impulsar la integración energética regional, se elaboró y aprobó el Conpes “Prosperidad para las fronteras colombianas” en la cual se reconoce la importancia de mantener las acciones encaminadas al control de los subsidios y/o exenciones tributarias

4 A inicios de 2013 a causa del paro cafetero hubo restricción en transporte de combustibles, por lo que se suscribió contrato entre Ecopetrol S.A. y Petroecuador.

5 Memorias al Congreso 2012-2013

que otorgue la ley a la distribución de combustible en los municipios de Zonas de Frontera. Para lograr lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía establece cupos, los cuales se calculan de conformidad a una metodología. De igual manera, se sensibilizará a la ciudadanía frente al problema del comercio ilícito de combustible, así como la formación integral para la creación de unidades productivas, el otorgamiento de crédito y capital semilla para el financiamiento de las unidades de negocio y la incubación de las iniciativas empresariales, esto mediante el programa de reconversión socio laboral.

1.3.1. Fortalecer las importaciones lícitas de combustibles venezolanos en zonas de frontera

Durante el periodo de gobierno se han dispuesto distintas medidas en busca de la disminución de las importaciones ilícitas de combustibles venezolanos en zonas de fronteras. El departamento de Norte de Santander y La Guajira tienen un esquema de suministro mixto donde se encuentra producto importado de Venezuela y producto nacional. Es importante destacar que desde mayo de 2013, el gobierno de Venezuela paró el envío de combustibles a Norte de Santander; el suministro de combustibles venezolanos se ha mantenido para el departamento de la Guajira, pero con volúmenes menores a los pactados con el Gobierno venezolano.

Adicional a lo anterior, teniendo en cuenta que Venezuela se encontraba en elecciones municipales en el cuarto trimestre de 2012, este país ordenó el cierre de la frontera por una semana ocasionando escasez de contrabando y aumento del consumo del combustible legal o nacional. En razón de lo anterior, el ministerio en el mes de diciembre de 2013 expidió la Resolución No 91150, mediante la cual se adelantó el cupo en un 30% para los municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario. Dicho cupo tuvo una utilización del 25%.

Para el departamento de La Guajira, las importaciones de combustible provenientes de Venezuela, empezaron a decaer desde el mes de noviembre de 2012, por lo que se complemen-

tó el abastecimiento con producto nacional al mismo tiempo que importado para atender la demanda del departamento.

El Ministerio de Minas y Energía ha realizado varias reuniones con representantes del gobierno de Venezuela, a fin de llegar a un acuerdo en el precio del producto importado. Teniendo en cuenta que se continúan con las conversaciones, el esquema de suministro no se ha reactivado en el departamento del Norte de Santander, y se está abasteciendo con combustibles nacionales.

El mayor volumen de importación de combustible registrado en el 2013 fue 4,3 millones de galones, discriminados así: 1,77 Mg/mes⁶ para Norte de Santander y 2,53 Mg para La Guajira. En promedio año para la vigencia 2013 se registraron importaciones de 2,06 millones de galones.

1.3.2. Disminuir el contrabando de combustibles en zonas de frontera

El comercio ilícito de combustibles en los departamentos de Zonas de Frontera ha generado problemas económicos y sociales, tales como el deterioro de las finanzas públicas y el detrimento de la actividad productiva formal de estas zonas. Adicionalmente, esta actividad ha puesto en riesgo la salud y la vida de las personas dedicadas a esta actividad y de toda la comunidad.

Para contrarrestar esta situación se ha diseñado una iniciativa dirigida a la población dedicada al comercio ilícito de combustibles en los departamentos de zona de frontera con las repúblicas de Venezuela y Ecuador. Es así como desde el año 2004, Ecopetrol firmó un convenio con el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, el Fondo de Inversión para la Paz y la Fundación Catatumbo para la reconversión socio laboral de la población dedicada a la distribución, transporte y venta ilícita de combustibles en la zona de frontera del departamento de Norte de Santander, La Guajira, Arauca, Vichada y Guainía. El programa, actualmente en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, en cumplimiento de la Ley 1430 de

6 Mg/mes: Millones de galones por mes



Foto: Puerto Carreño (Vichada) Fuente: IPSE.

2010, se ha extendido a los departamentos de Nariño y próximamente Cesar.

El Programa de Reconversión Socio Laboral es una estrategia social-institucional, que cubre 33 municipios de seis departamentos fronterizos, liderada por el Ministerio de Minas y Energía, en alianza con gobernaciones, alcaldías, el SENA, Ecopetrol y organizaciones de carácter público. Los objetivos del programa son brindar una opción de negocio diferente a la venta ilícita de combustibles y genera un cambio de actividad y actitud en la población objetivo hacia otras actividades productivas y competitivas en la región que favorezcan la cultura de la legalidad e institucionalidad. La Fundación Ecopetrol – FUNDESCAT, es el operador del programa en las distintas regiones del país.

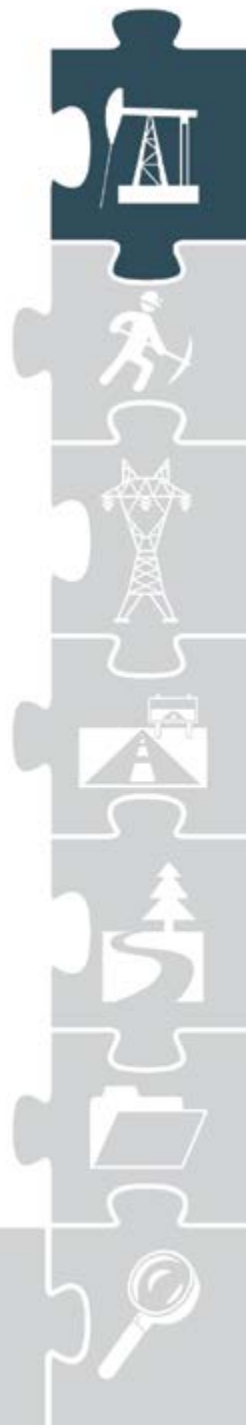
Durante el 2010 los censos realizados identificaron y registraron 7.393 personas dedicadas al comercio ilícito de combustibles, ubicadas de la siguiente manera: 1.198 en la Guajira, 4.046 en Norte de Santander, 442 en Arauca, 117 en Vichada, 140 en Guainía, 670 en Ipiales y 780 en La Paz (Cesar). De esta po-

blación, en 2010 se vincularon al proceso de formación 2.500 personas (34% del total censado) los cuales se distribuyeron en los siguientes departamentos: 853 en la Guajira, 1.157 en Norte de Santander, 336 en Arauca, 75 en Vichada y 97 en Guainía. De estas personas, abandonaron la actividad ilícita 1.447, de las cuales 1.294 lo hicieron mediante el mecanismo de crédito y 153 mediante la opción de empleo originado en la práctica empresarial del proceso de formación.

En 2011, de acuerdo con los censos realizados se identificaron 7.443 personas dedicadas al comercio ilícito de combustibles ubica-

das de la siguiente manera: 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 vincularon al proceso de formación 2.933 (39,4%), distribuidos: 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%

En
2011 se
identificaron
7433 personas de-
dicadas al comercio
ilícito de combus-
tibles.



de la población ha abandonado el comercio ilícito. En total el Programa de Reconversión Socio Laboral ha financiado 929 unidades productivas de diferentes sectores económicos a 2.857 beneficiarios.

En 2012 e inicios de 2013, de las 8.600 personas identificadas, se inscribieron al programa 5.415 (62%), de las cuales vincularon al proceso de formación 4.490 personas (52% del total censado) distribuidos de la siguiente manera: 1.001 en la Guajira, 1.779 en Norte de Santander, 266 en Ocaña- Abrego, 518 en Arauca, 117 en Vichada, 140 en Guainía y 669 en Nariño. De las personas inscritas abandonaron la actividad ilícita 2.376 personas, 2.202 mediante el mecanismo de crédito para la implementación de unidades de negocio y 174 mediante la opción de empleo originado en la práctica empresarial del proceso de formación.

De otra parte, para contribuir con la lucha del contrabando de combustibles, el MME ha participado en reuniones con las autoridades responsables de combatir este fenómeno como la DIAN, POLFA, MINDEFENSA en las cuales se han establecido medidas para afrontar este flagelo con las autoridades policiales competentes. Vale la pena resaltar la participación en Plan Interagencial para el municipio de La Paz, Cesar: "Estrategia integral contra el contrabando de combustible" que tiene como objetivo erradicar la venta ilegal de combustible en el municipio de La Paz, Cesar, y se concibió como una estrategia orientada a integrar acciones sociales, económicas, culturales e institucionales, así como la puesta en marcha de mecanismos de control.

Adicional a los operativos que realiza la policía en estaciones de servicio, se estableció un puesto de control en El Copey, departamento del Cesar, por considerarlo un lugar clave por donde deben pasar los carrotanques de las estaciones para este departamento.

Por último, se ha realizado la capacitación al personal de la POLFA, Fiscalía, DIAN, SIJIN, Fuerzas Militares, sobre el esquema de abastecimiento en zona de fronteras frente a la normatividad vigente y a las responsabilidades de las estaciones al distribuir combustibles exentos de impuestos.

1.4. CANASTA ENERGÉTICA

El Gobierno Nacional en busca de mantener un desarrollo sostenible y para el establecimiento de una canasta energética que sea confiable, eficiente y sostenible ha trabajado en el fomento de uso de mezclas de biocombustibles con combustibles de origen fósil para el sector de transporte. Dentro de los principales avances, se consolidó el uso de las mezclas de alcohol carburante con gasolina motor y biodiésel con diésel fósil (ACPM) para vehículos automotores. Actualmente, la mezcla de alcohol carburante es del 8% a escala nacional, mientras que la de biodiésel es del 8% para el interior del país y del 10% para la costa Atlántica.

2. GESTIÓN MAYO 2013 - MAYO 2014

A continuación se describirá la gestión del sector hidrocarburífero de acuerdo con la cadena de valor: upstream y midstream y downstream.

2.1. UPSTREAM Y MIDSTREAM

La comprensión de las actividades desarrolladas en esta área de los hidrocarburos requiere de una contextualización sobre la reglamentación expedida, con lo cual se ha permitido un adecuado funcionamiento del sector. En este sentido, el Ministerio de Minas y Energía a través de la Dirección de Hidrocarburos durante el periodo comprendido entre mayo 2013 a mayo 2014 expidió la siguiente reglamentación:

- Resolución 72537 del 5 de noviembre de 2013, por la cual se establecen los criterios generales para el recaudo y pago del impuesto de transporte por oleoductos y gasoductos.
- Resolución 72145 del 7 de mayo de 2014 por la cual se establece el reglamento técnico de transporte de crudo por oleoducto.
- Resolución 72146 del 7 de mayo de 2014 por la cual se fija la metodología para el cálculo de las tarifas de transporte por oleoductos.

- Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014 por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

2.1.1. Declaración de producción gas natural

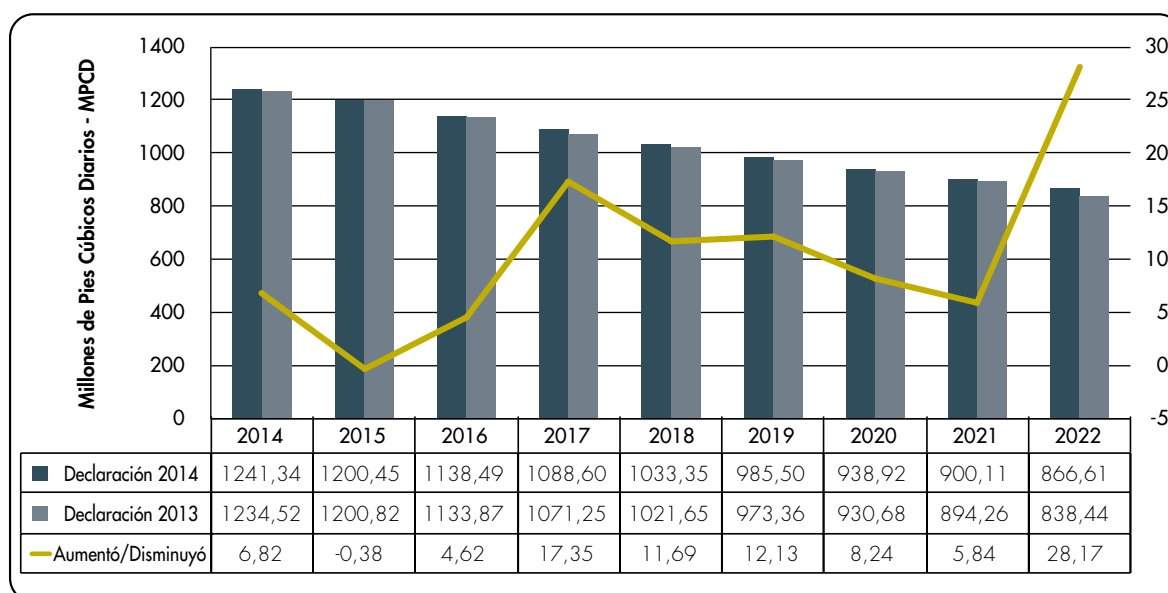
De conformidad con lo dispuesto en el artículo 9 del Decreto 2100 de 2011, el Ministerio de Minas y Energía publicó las cantidades de gas natural declaradas para ofertar según la información reportada por los agentes productores mediante

Resolución 72 206 del 13 de junio de 2014.

Durante el segundo trimestre de 2014, el Ministerio de Minas y Energía implementó el Sistema para la Captura y Consolidación de la Declaración de Gas Natural con el cual se logró recabar la información de 25 agentes que actúan en calidad de asociados u operadores en más de 110 campos productores de hidrocarburos a nivel nacional.

Al comparar la declaración de producción del año 2014 con la publicada en 2013, se observa una leve diferencia en las cantidades reportadas del lado de la oferta (ver gráfica 6).

GRÁFICA 6.
COMPARATIVO DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2013 -2014



Fuente: Resoluciones MME 72 256 de 2013 y 72 206 de 2014

La anterior gráfica permite concluir que la información aportada por los agentes durante los últimos dos años ha sido predominantemente consistente con un notable aumento de la oferta en los años 2017 y 2022 en cerca de 18 y 28 Mpcd⁷, respectivamente.

En concordancia con lo informado en la Declaración de Producción de 2013, se destaca el aumento del potencial de producción promedio anual nacional en cerca de 30 Mpcd con la entrada de los campos Bonga y Mamey opera-

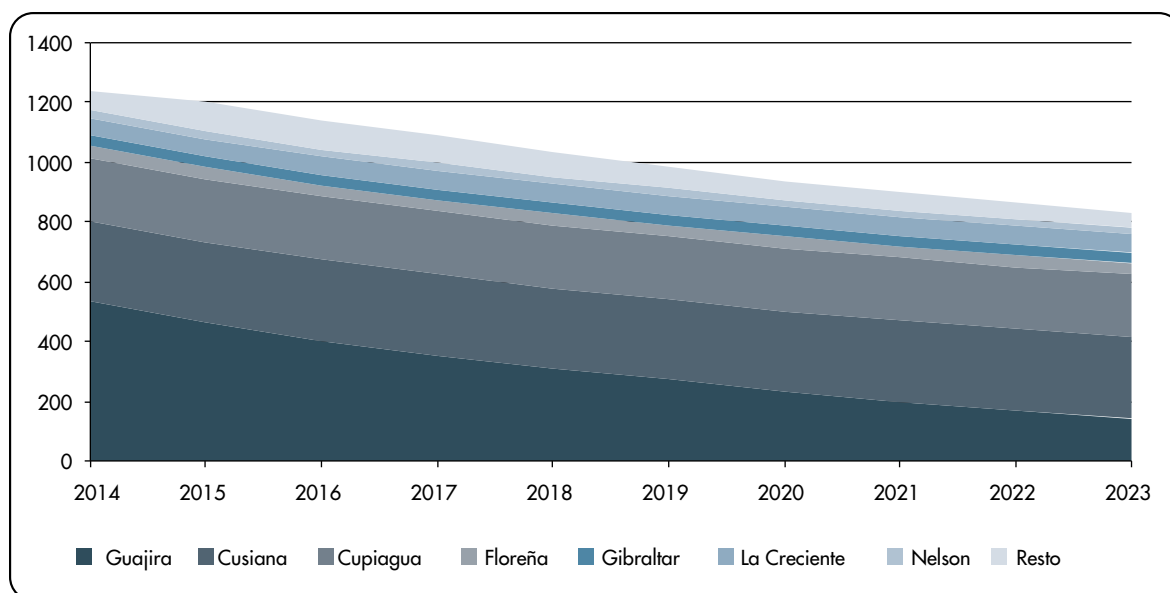
dos por Hocol S.A. a partir de 2015.

De igual manera, se mantiene consistentemente la tendencia de la declinación de los campos de La Guajira, cuyo potencial de producción promedio anual muestra una disminución a una tasa del orden de 50 MPCD/año para los campos de Ballena y Chuchupa.

En la gráfica 7 se identifica la curva del potencial de producción de gas entre 2014-2023 por campo.

⁷ Millones de pies cúbicos día.

GRÁFICA 7.
CURVA DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2014 – 2023



Fuente: Empresas Productoras y Productoras - Comercializadoras, Resolución MME 72 206 de 2014

2.1.2. Promoción y asignación de áreas

En cumplimiento de la función de diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos de acuerdo con las mejores prácticas internacionales, la ANH participó en eventos relacionados con la industria de petróleo y gas de carácter técnico (ingeniería y geología) y de negocios a nivel nacional e internacional. Esto es de relevancia dado que permite a dicha entidad adquirir conocimientos y mostrar en escenarios internacionales el potencial técnico y de recursos del país.

Adicionalmente, la ANH ha estado preparando el desarrollo de la Ronda Colombia 2014. En este proceso competitivo se fijan los criterios y el procedimiento para la asignación de áreas para exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad del Estado y de selección de contratistas.

Para la preparación de este proceso se han realizado actividades como el diagnóstico social y ambiental de las áreas, actas de liberación de áreas, caracterización e identificación de áreas a ofertar, planeación de términos de referencia y proyecto de minuta, cronograma y ejecución de

las actividades logísticas. En la actualidad, se continúan ejecutando las actividades del cronograma del proceso competitivo Ronda Colombia 2014, como lo muestra la tabla 4.

TABLA 4.
CRONOGRAMA ACTIVIDADES RONDA 2014

Actividad	Fecha
Lanzamiento del proceso en Bogotá	Febrero 19
Taller de oportunidades exploratorias	Febrero 20
Publicación Proyecto Términos de Referencia	Febrero 21
Road Shows	Febrero, Marzo y Abril
Publicación proyecto Minuta Contrato E&P	Marzo 24
Publicación Minuta TEA	Abril 9
Sesiones Cuarto de Datos (Data Room)	Marzo 3 a 18 de julio
Observaciones/sugerencias Proyecto Términos de Referencia	Febrero 21 a Marzo 28
Observaciones/sugerencias Proyecto Minutas Contrato E&P y TEA	Marzo 24 a Abril 21
Respuestas de la ANH a observaciones proyecto Términos de Referencia	Mayo 14
Publicación Términos de Referencia definitivos	Mayo 2

Actividad	Fecha
Respuesta Observaciones Proyectos y Publicación Minuta definitiva E&P	Mayo 27
Respuesta Observaciones Proyectos y Publicación Minuta definitiva TEA	Mayo 30
Observaciones/Sugerencias Términos de Referencia y Minutas definitivos	Mayo 2 a 25
Taller aclaratorio dudas términos y minutas	Mayo 20
Respuestas de la ANH a términos de referencia definitivos	Mayo 23
Respuestas de la ANH a minutas definitivos	Junio 9
Fecha límite publicación adendas, salvo cronograma	Junio 19
Presentación documentos para habilitación de proponentes	Mayo 2 a Junio 27
Estudio documentos y publicación Lista preliminar proponentes habilitados	Mayo 2 a Julio 4

Fuente: ANH – Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas

A su vez, se cuenta con los servicios de una firma consultora que efectuará la habilitación de las compañías participantes y la evaluación de las propuestas presentadas en el procedimiento de selección Ronda Colombia 2014 para la adjudicación de contratos de evaluación técnica, exploración y producción de hidrocarburos.

Dentro del plan de promoción 2014 de la ANH, se ha establecido una fase de divulgación, que ha sido diseñada con el objetivo de posicionar a Colombia como destino de inversión ante la opinión pública internacional y nacional; de igual forma presentar a la Agencia como ente encargado de promocionar los recursos hidrocarburíferos colombianos.

Lo anterior se ve fortalecido con una estrategia de promoción encaminada a la actividad exploratoria a través de rondas licitatorias, la atracción de empresas de servicio que permitan cubrir el déficit existente en la oferta de productos y servicios que se encuentra disponible, así como el apoyo al mantenimiento de los flujos de inversión en el país.

2.1.3. Seguimiento a la exploración

Actualmente, desde la creación de la ANH se encuentran vigentes 309 Contratos E&P, TEA's y Convenios E&P, de los cuales se les efectúa el seguimiento a los compromisos exploratorios, conforme se relacionan en la tabla 5.

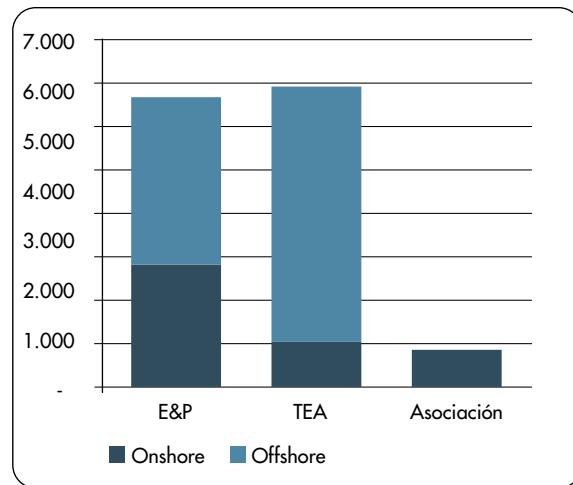
TABLA 5.
DISTRIBUCIÓN DE CONTRATOS POR TIPO

Tipo Contrato	No. de Contratos
E&P	280
TEA	22
Convenio E&P	7

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

En 2014, la ANH proyectó como meta de ejecución para la actividad sísmica un total de 25.750 Km de sísmica 2D equivalente. El cumplimiento de esta meta va en un 76.6%, esto es adquisición de 17.437 Km 2D equivalente. En la gráfica 8 se identifica la distribución de la adquisición de dicha sísmica:

GRÁFICA 8.
ADQUISICIÓN DE SÍSMICA DISTRIBUIDA POR TIPO DE ACTIVIDAD



Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

Para el año 2014, y en cumplimiento de los objetivos trazados por el Gobierno Nacional, la ANH proyectó como meta de ejecución para la actividad de perforación de pozos exploratorios 130 nuevos pozos perforados. En la tabla 6 se muestra el cumplimiento a corte 31 de mayo de 2014:

TABLA 6.
CUMPLIMIENTO META PERFORACIÓN DE POZOS

Meta 2014	*Pozos perforados 2014	% de cumplimiento
130	64	50,8%

* Corte: 31 de mayo de 2014

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

Cabe resaltar que de los 130 pozos exploratorios que se tienen como meta para el 2014, tres serán perforados en Offshore. Por otro lado, los avisos de descubrimientos presentados por los contratistas a la fecha, a partir de los pozos exploratorios perforados durante el mismo periodo son dos, los cuales se relacionan en la tabla 7.

TABLA 7.
DESCUBRIMIENTOS A PARTIR DE LOS POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS

Tipo Contrato	Contrato	Nombre Pozo	Operador	Cuenca
E&P	De Mares	Golosa St-1	Ecopetrol S.A.	Valle Medio del Magdalena
E&P	Guatiquía	Ceibo-1	Petrominerales Colombia Ltd. Sucursal Colombia	Llanos Orientales

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

2.1.4. Seguimiento a la producción

En el marco de los contratos de exploración y producción - E&P a 31 de diciembre de 2013, se encontraban en evaluación o explotación 171 áreas pertenecientes a 87 contratos, es decir 16 áreas más que las existentes a 31 de diciembre de 2012.

A 31 de mayo de 2014, en el marco de los contratos de exploración y producción - E&P, se encontraban en evaluación o explotación 174 áreas pertenecientes a 89 contratos, es decir tres áreas más que las existentes a 31 de diciembre de 2013. Si bien han entrado seis áreas en evaluación solo se contabilizan tres áreas ingresadas, por cuanto han presentado renuncia tres áreas.

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 realiza seguimiento por parte de la Gerencia de Seguimiento a Contratos en Producción a las siguientes etapas: evaluación y explotación. Así mismo, para cada etapa se definen actividades a ejecutar por parte de las compañías titulares de los mencionados contratos. La ANH realizó seguimiento al cumplimiento de los compromisos adquiridos por las diferentes compañías, para cada una de las etapas de producción anteriormente mencionadas. Es relevante anotar que el desarrollo de las actividades en el año 2013, significó un presupuesto de costos, gastos de operación e inversión, de aproximadamente US\$ 1.609 millones.



De esta cifra el valor de las inversiones fue cercano a US\$ 588,7 millones, representados principalmente en: i) perforación de pozos US\$ 380,7 millones, ii) optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, US\$ 104,3 millones, iii) trabajos de reacondicionamiento, completamiento y workover de pozos, US\$ 26,2 millones, iv) Sísmica US\$ 42,6 millones, v) Obras civiles US\$ 21,9 millones y vi) geología US\$ 13 millones.

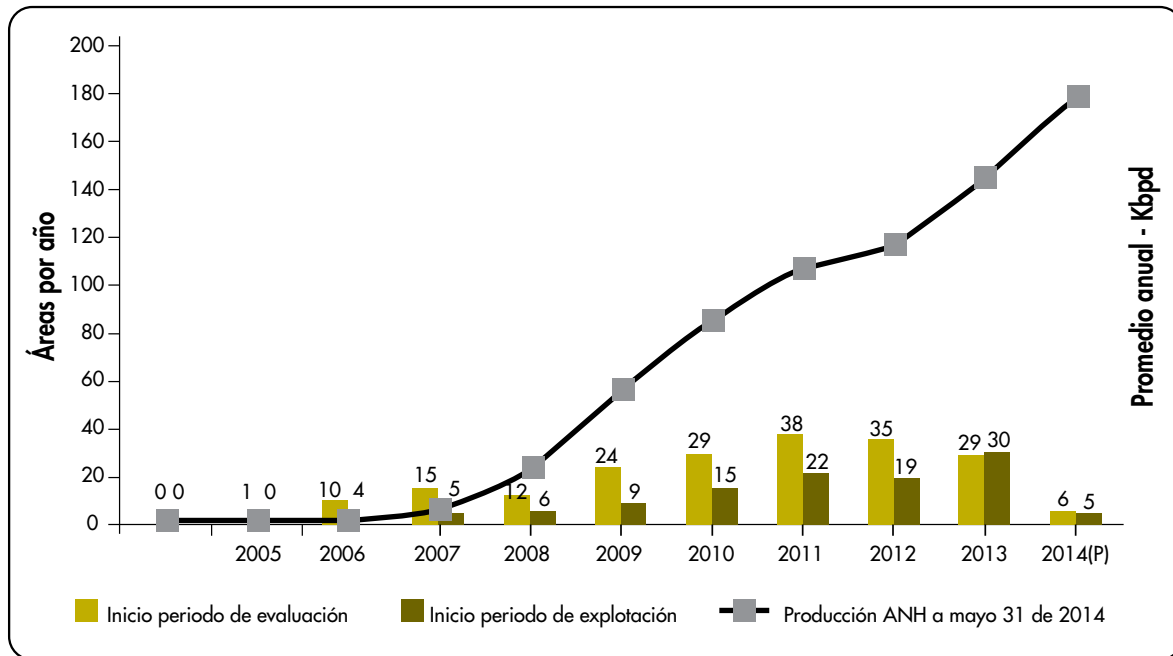


En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de mayo de 2014, en desarrollo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 748 pozos probaron presencia de hidrocarburos, cifra que incluye los pozos exploratorios⁸, de desarrollo y de avanzada. Es de anotar que esta cifra puede aumentar de acuerdo con los resultados que arrojen los pozos que finalizaron perforación a principios del año 2014 y que tienen pendien-

tes la realización de pruebas de producción.

En la gráfica 9 se presenta la evolución del estado de los contratos de exploración y producción - E&P -, en el periodo comprendido entre el 2004 y el 31 de mayo de 2014, para las etapas 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 9.
ESTADO DE LOS CONTRATOS



Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la producción

En 2013 entraron en etapa de evaluación 29 áreas pertenecientes a 23 contratos E&P. El detalle se muestra en la tabla 8.

8 Pozos exploratorios: A3, A2a, A2b y A2c.

TABLA 8.
ÁREAS QUE INICIARON EVALUACIÓN EN 2013

No.	Contrato	Área	Pozo	Fecha
1	CASANARE ESTE	Curito	Curito-1	02 - jul - 13
2	CLARINERO	Canario Sur	Canario Sur-1	05 - sep - 13
3	CORCEL	Maya	Maya-1	11 - abr - 13
4	CORCEL	Taya	Taya-1 ST1	31 - may - 13
5	CPO-10	Pastinaca	Pastinaca-1	16 - jul - 13
6	CPO-10	Cusuco	Cusuco-1	16 - oct - 13
7	CPO-10	Guainiz	Guainiz-1	16 - oct - 13
8	CPO-11	Venus	Venus-2	05 - ago - 13
9	CPO-5	Loto	Loto-1	26 - ago - 13
10	EL EDEN	La Casona	La Casona-1	19 - abr - 13
11	EL PORTÓN	Curicara	Curicara-1	24 - oct - 13
12	GUAMA	Capure	Capure-1X	18 - oct - 13
13	JAGUEYES 3432-B	Andaluz	Andaluz-1	22 - ago - 13
14	LA CUERVA	Cuerva Noreste	Cuerva-CHNE	09 - ago - 13
15	LA CUERVA	Cuerva Este	Cuerva-B	13 - sep - 13
16	LA PALOMA	Juglar	Juglar-1	18 - ene - 13
17	LLA-23	Labrador	Agueda-1ST	12 - abr - 13
18	LLA-30	Viviana Este	Viviana Este-1	21 - ago - 13
19	LLA-30	Adalia	Adalia-1	17 - sep - 13
20	LLA-34	Taro Taro	Taro Taro-1	16 - nov - 13
21	LLA-58	Llanos-58-4	Llanos-58-4	24 - jun - 13
22	MARANTÁ	Agapanto	Agapanto-1	25 - ene - 13
23	MIDAS	Acordionero	Acordionero-1	24 - sep - 13
24	PUNTERO	Manatus	Manatus-1	03 - may - 13
25	PUNTERO	Onca	Onca-1	06 - jun - 13
26	SABANERO	Chamán	Chamán-1	14 - jun - 13
27	TURPIAL	Turpial	Turpiales-1	19 - abr - 13
28	VMM-2	Mono Araña	Mono Araña-1	20 - may - 13
29	YAMÚ	Potrillo	Potrillo-1	30 - ago - 13

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la producción

Entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2014, entraron a periodo de evaluación seis áreas pertenecientes a seis contratos E&P, los cuales se relacionan en la tabla 9.

TABLA 9.
ÁREAS QUE HAN INICIADO EVALUACIÓN EN 2014

No.	Contrato	Área	Pozo	Fecha
1	CPE-06	Hamaca	CPE-6 1X	02 - ene - 14
2	GUATIQUEIA	Ceibo	Ceibo-1	09 - may - 14
3	LA CRECIENTE	La Creciente H	La Creciente H - IX	05 - may - 14
4	LLA-23	Leono	Leono-1	09 - may - 14
5	LLA-34	Tigana	Tigana-1	26 - mar - 14
6	SANTA ISABEL	Oso Pardo	Oso Pardo-1	10 - ene - 14

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la producción

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013, entraron a periodo de explotación 30 áreas pertenecientes a 22 contratos E&P, los cuales se relacionan en la tabla 10.

TABLA 10.
ÁREAS QUE INICIARON PERIODO DE EXPLOTACIÓN EN 2013

No.	Contrato	Área	Fecha
1	CACHICAMO	Greta	04 - abr - 13
2	CAÑO SUR	Caño Sur Este	12 - nov - 13
3	CASIMENA	Pisingo	01 - feb - 13
4	CHAZA	Moqueta	23 - abr - 13
5	CORCEL	Guala	10 - abr - 13
6	CPO-9	Akacias	04 - dic - 13
7	CRAVOVIEJO	Saimirí	18 - feb - 13
8	CRAVOVIEJO	Zopilote	15 - ago - 13
9	CUBIRO	Copa	16 - sep - 13
10	CUBIRO	Petirrojo	19 - nov - 13
11	EL REMANSO	Remanso	02 - ene - 13
12	EL REMANSO	Remanso Norte	02 - ene - 13
13	GARIBAY	Jilguero	07 - feb - 13
14	GARIBAY	Melero	05 - abr - 13
15	GUARROJO	Pintado	02 - jul - 13
16	LA CRECIENTE	Apamate	13 - sep - 13
17	LA CUERVA	Cuerva Noreste	18 - oct - 13
18	LA CUERVA	Cuerva Este	21 - oct - 13
19	LEONA	Leona C	05 - dic - 13
20	LEONA	Leona B Norte	04 - jul - 13
21	LLA-16	Sulawesi	23 - dic - 13
22	LLA-16	Kona	15 - mar - 13
23	LLA-19	Tormento	06 - ago - 13

No.	Contrato	Área	Fecha
24	MAPACHE	Tucuso	24 - jun - 13
25	NASHIRA	Alepe	29 - ago - 13
26	NASHIRA	Alva Sur	29 - ago - 13
27	SABANERO	Sabanero	19 - mar - 13
28	SURIMENA	Solopiña	06 - jun - 13
29	TIPLE	Cubarro	09 - dic - 13
30	YAMU	Potrillo	28 - nov - 13

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la producción

Entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2014, entraron a periodo de explotación cinco áreas pertenecientes a cinco contratos E&P, los cuales se relacionan en la tabla 11.

TABLA 11.
ÁREAS QUE HAN INICIADO PERIODO DE EXPLOTACIÓN EN 2014

No.	Contrato	Área	Fecha
1	ARRENDAJO	Azor	17 - feb - 14
2	BUENAVISTA	Corrales	11 - abr - 14
3	CORCEL	Taya	21 - may - 14
4	CUBIRO	Yopo	10 - abr - 14
5	LOS OCARROS	Las Maracas	27 - may - 14

Fuente: ANH

Al 31 de mayo de 2014, 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 el marco de estos convenios, se presupuestó para el 2013 la suma de US\$ 3.806,6 millones por concepto de costos, gastos de operación e inversión, de los cuales US\$ 1.681,1 millones se proyectaron para desarrollar actividades de perforación y completamiento de pozos de desarrollo y de inyección.

El estado de causación de derechos económicos por producción a 31 de mayo de 2014, en el marco de los contratos de exploración y producción suscritos por la ANH es el siguiente:

- Derechos por uso del subsuelo en áreas de evaluación y de explotación: causados en 65 áreas para el caso de evaluación y 109 para lo referente a áreas en explotación.
- Transferencia de tecnología: causado en 109 áreas de explotación.
- Derechos económicos por precios altos: causados en los contratos Chaza, Guarrojo, Guatiquía, Corcel, Cravoviejo, Dorotea, LLA-16 y Los Ocarros.
- Derechos económicos por porcentaje de participación en la producción: causados en los contratos CPE-6, CPO-5, CPO-6, CPO-7, CPO-9, CPO-10, CPO-11, CPO-13, CPO-17, LLA-16, LLA-17, LLA-19, LLA-20, LLA-22, LLA-23, LLA-27, LLA-30, LLA-32, LLA-34, LLA-58 y VMM-2, corresponde a un porcentaje de producción a favor de la ANH, establecido en los contratos resultantes de procesos competitivos.
- Derecho económico de Campos Tello y La Jagua, correspondiente al 50% de la producción mensual del total del área contratada, según lo pactado en el respectivo contrato.

2.1.5. Reservas de hidrocarburos



En concordancia con lo establecido en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, las compañías productoras de hidrocarburos entregaron a la ANH los informes de recursos y reservas con corte al 31 de diciembre de 2013.

El 1 de abril de 2014 se recibió la información de recursos y reservas así: 540 informes radicados por 40 compañías para 422 campos, se cargaron en el Sistema Integrado de Reservas –SIR 560 archivos y 8.593 archivos (30.2 GB) por el servicio FTP.

Es importante resaltar que en el proceso de mejora del SIR, llevado a cabo entre el último trimestre de 2013 y enero de 2014, se realizaron ajustes tendientes a ofrecer una mayor diligencia en la carga y consolidación de la información de recursos y reservas asociada a cada campo que presentaron las compañías operadoras. Así mismo, se expidió la Resolución ANH-159 del 12 de febrero de 2014 con la cual se adoptaron nuevas disposiciones con el objeto de estandarizar el proceso de entrega y el contenido de los Informes. Con esto se permitió una mayor rapidez en la carga y consolidación de la información de recursos y reservas asociada a cada campo productor.

El 30 de abril de 2014, y dentro del término establecido, se remitió al Ministerio de Minas y Energía el balance de las reservas probadas, probables y posibles, tanto de crudo como de gas por campo y sus pronósticos hasta el año 2050 (ver tabla 12).

TABLA 12.
RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO

Crudo	Millones de barriles
Reservas probadas de crudo a 31 diciembre de 2012 (Mbbbl)	2.377
Producción de crudo año 2013 (Mbbbl)	368
Incorporación de reservas probadas de crudo año 2013 (Mbbbl)	436
Reservas probadas de crudo a 31 diciembre de 2013 (Mbbbl)	2.445
Relación R/P de referencia (años)	6,6

Fuente: ANH.

La relación de Reservas/Producción (R/P), permite afirmar que el país cuenta con autosuficiencia de crudo para 6,6 años, manteniendo el mismo nivel de producción del año 2013, es decir, no solo aquella destinada a la refinación sino a sostener los niveles de exportación alcanzados en ese periodo de tiempo.

Para el caso de gas las reservas totales se reflejan en la tabla 13.

TABLA 13.
RESERVAS PROBADAS DE GAS

Gas	Giga pies cúbicos
Reservas de gas totales a 31 diciembre de 2012 (Gpc) ¹	7.008
Producción de gas año 2013 (Gpc)	413
Incorporación de reservas de gas año 2013 (Gpc)	-186
Reservas de gas totales a 31 diciembre de 2013 (Gpc)	6.409
Relación R/P de referencia (años)	15,5

Fuente: ANH

La relación de Reservas/Producción (R/P), para el caso de gas, permite afirmar que el país cuenta con autosuficiencia para 15,5 años, manteniendo el mismo nivel de consumo registrado en el año 2013.

La tabla 14 muestra las reservas probadas de petróleo y la incorporación histórica a 31 de diciembre de cada año, desde el 2006.



TABLA 14.
RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO E INCORPORACIÓN HISTÓRICA

Año	Crudo (millones de barriles)				Reemplazo Reservas (%)	Relación R/P (Años)
	Reservas probadas	Crecimiento (%)	Producción Anual (MBls)	Incorporación Anual (MBls)		
2006	1.510	3,9%	193	250	1,3	1,3
2007	1.358	-10,0%	194	42	0,2	0,2
2008	1.668	22,8%	215	524	2,4	2,4
2009	1.988	19,2%	245	565	2,3	2,3
2010	2.058	3,5%	287	357	1,2	1,2
2011	2.259	9,8%	334	535	1,6	1,6
2012	2.377	5,2%	346	464	1,3	1,3
2013	2.445	2,9%	368	436	1,2	1,2

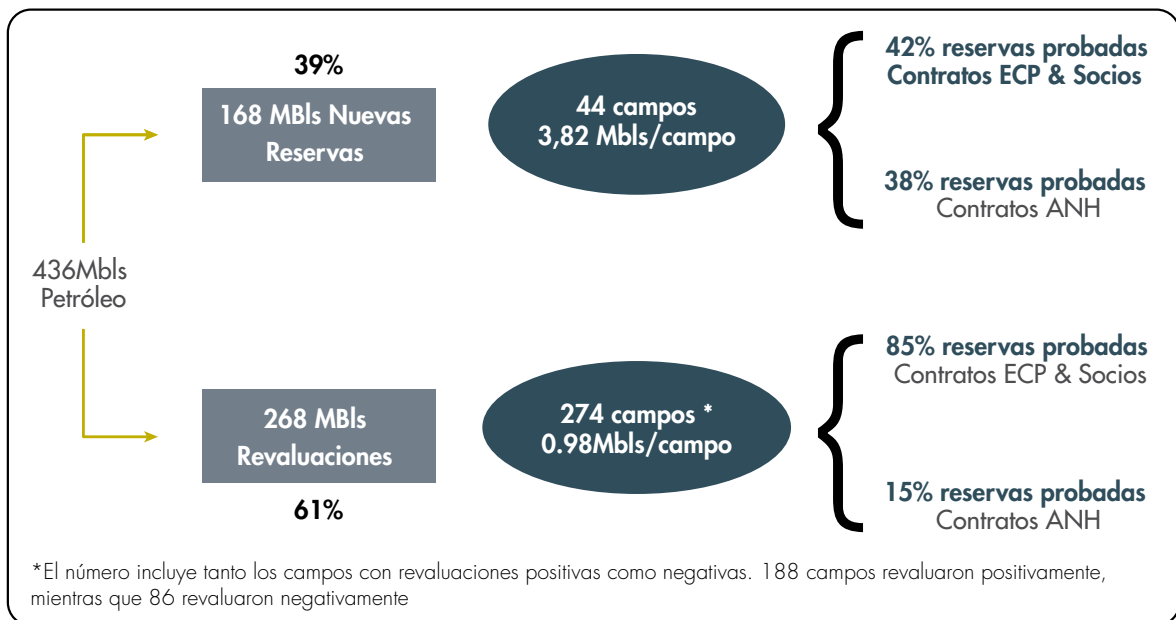
Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Las reservas probadas de crudo han mantenido un crecimiento apreciable desde el 2006, más del 50%, aunque ha variado, comparando año a año, inclusive teniendo en cuenta que la producción de crudo ha crecido. En general, las incorporaciones han estado por encima de la producción anual en los últimos seis años.

Sin embargo, se observa una disminución de la relación R/P debido al crecimiento de la producción desde el año 2006 que ha sido de un 90%, ritmo mayor al índice de reemplazo de reservas.

La incorporación de reservas de crudo en 2013, respecto a revaluaciones y nuevos descubrimientos se ilustra en la gráfica 10.

GRÁFICA 10.
INCORPORACIÓN DE RESERVAS DE CRUDO 2013 VS REVALUACIONES Y NUEVOS DESCUBRIMIENTOS



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

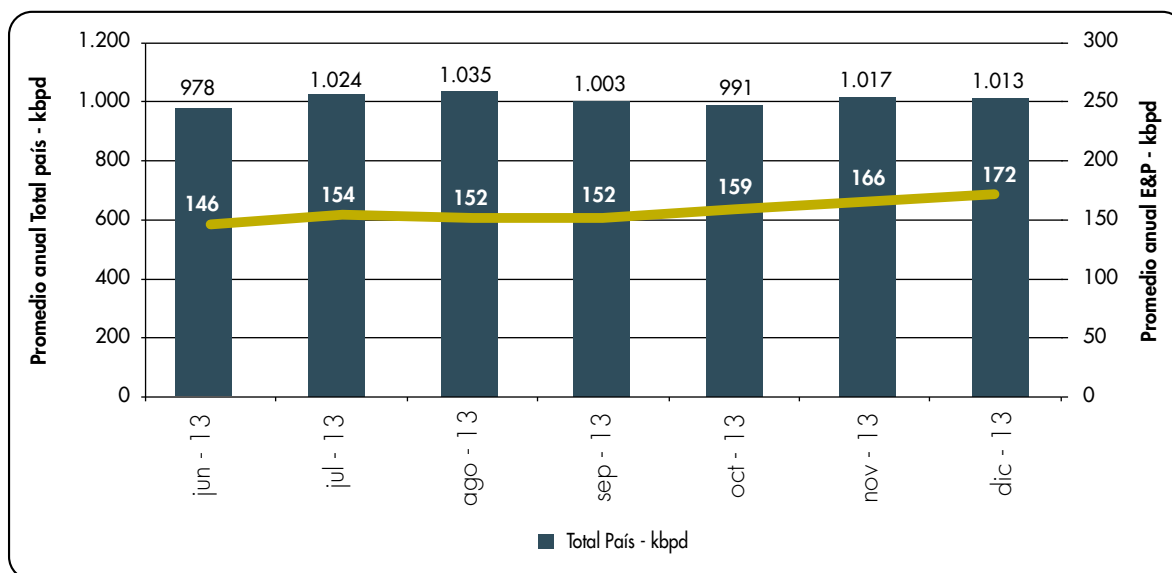
En general, las nuevas reservas han venido creciendo y hacen mayor su participación en las incorporaciones de reservas con respecto a las revaluaciones. Sin embargo, como el volumen de reservas de los campos que han revaluado es mucho mayor que las reservas de nuevos campos, no impactan significativamente el volumen de reservas del país. Para las nuevas reservas, la variación de la participación de los campos de contratos E&P, suscritos por la ANH, ha pasado del 49% al 58% entre los reportes del año 2012 y 2013.

2.1.6. Fiscalización

2.1.6.1 Reporte Nacional de Producción de Crudo y Gas año 2013

Tal como se muestra en la gráfica 11, la producción promedio nacional de crudo ha mostrado incrementos durante los meses comprendidos entre julio y diciembre de 2013.

GRÁFICA 11.
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PROMEDIO DE CRUDO EN EL PERIODO
01-Jun - 31-Dic-2013 (kbpd)



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Así, durante el periodo comprendido entre el primero de junio de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2013, el promedio de producción nacional diaria de crudo fue de 1.009 Kbpd que equivalen a 852 Kbpd de Contratos de Asociación y Operación Directa de Ecopetrol y 157 Kbpd de Contratos E&P.

Con respecto a la producción promedio diaria de petróleo de los contratos E&P, para el periodo comprendido entre el primero de junio y el 31 de diciembre de 2013, se observó un incremento de 146 Kbpd a 172 Kbpd, correspondiente a un 17,45%.

La producción promedio diaria anual para el

año 2013 fue de 157 Kbpd. Dicho incremento se debió a la entrada en producción de varios pozos de los siguientes bloques: Casanare Este y Corcel de la compañía Petrominerales, Surimena de Lewis Energy, Llanos-34 de Geopark, CPO-7 y CPO 13 de Tecpetrol, Llanos-58 de Hupecol Operating, CPO-9 y Caño Sur de Ecopetrol, Platanillo de Amerisur, Llanos-17 y El Edén de Parex Resources, Puntero de Cepcolsa, Llanos-23 de Canacol y Llanos-32 de P1 Energy, entre otros.

De otra parte, la producción promedio diaria de los contratos de Asociación y de Operación Directa de Ecopetrol, también presentó incremento durante el periodo comprendido entre

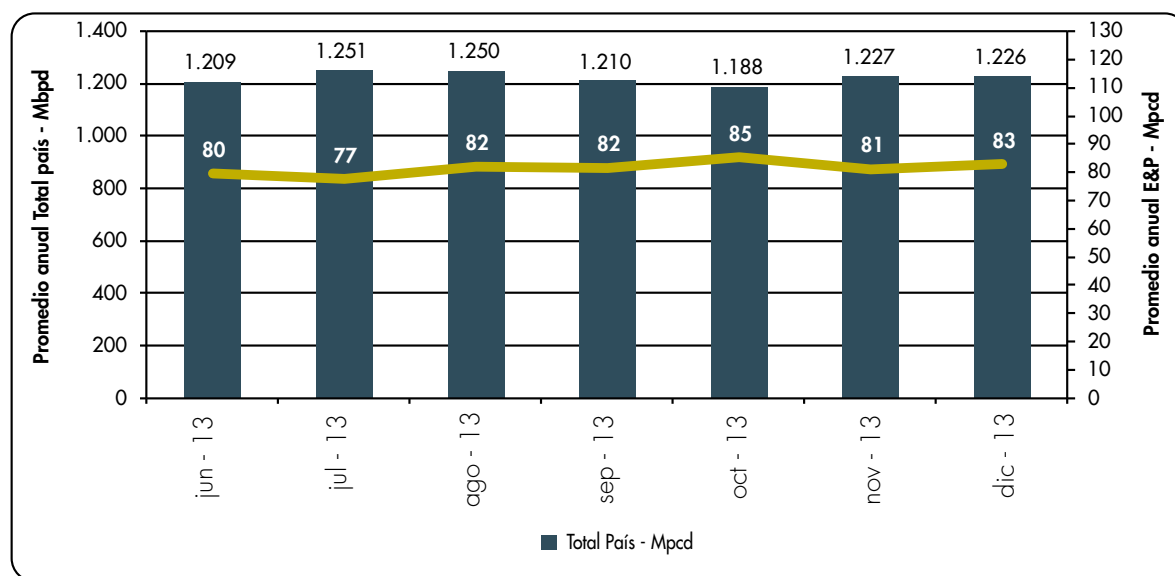
el primero de junio y el 31 de diciembre de 2013, de 832 Kbpd a 841 Kbpd correspondiente a un 1,12%, influenciado particularmente por mayor producción en el campo Quifa durante el mes de agosto de 2013. La producción promedio diaria anual para este periodo fue de 852 Kbpd.

Sin embargo, la producción se vio afectada por problemas de orden operacional en los campos Chichimene y Castilla y los atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas; igualmente, la producción de varios campos del país se vio afectada por paro de comunidades y el bloqueo de vías que generó limitaciones en el transporte de crudo como de naftas por carrotaques.

Con respecto a la producción promedio diaria gravable de gas de los Contratos E&P para el periodo comprendido entre el primero de junio y el 31 de diciembre de 2013 (ver gráfica 12), dicha producción mantuvo un promedio de 81 Mpcd, destacándose la entrada en producción del campo Ramiriquí, del Contrato Llanos-22 de Cepcolsa, y las pruebas realizadas en los bloques Uribante de Ecopetrol y Samán de Hocol S.A, con buenas perspectivas de producción de gas a corto plazo.

La producción promedio diaria gravable de gas de los contratos de Asociación y de Operación Directa de Ecopetrol durante este periodo del año 2013, se mantuvo en 1.142 Mpcd.

GRÁFICA 12.
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS NATURAL EN EL PERIODO
01-Jun - 31-dic-2013 (Mpcd)



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

En cuanto a la comercialización nacional promedio diaria de gas natural, durante la vigencia 2013, ésta alcanzó el valor de 1.239 Mpcd equivalente a 1157 Mpcd de Contratos de Asociación y Operación Directa de Ecopetrol y 82 Mpcd de Contratos E&P, incrementando en un 7,3% con respecto al promedio diario del año 2012 (1155 Mpcd). Es preciso señalar que dicho comportamiento obedeció fundamentalmente a la variación de la demanda nacional e internacional.

2.1.6.2 Reporte Nacional de Producción de Crudo y Gas año 2014

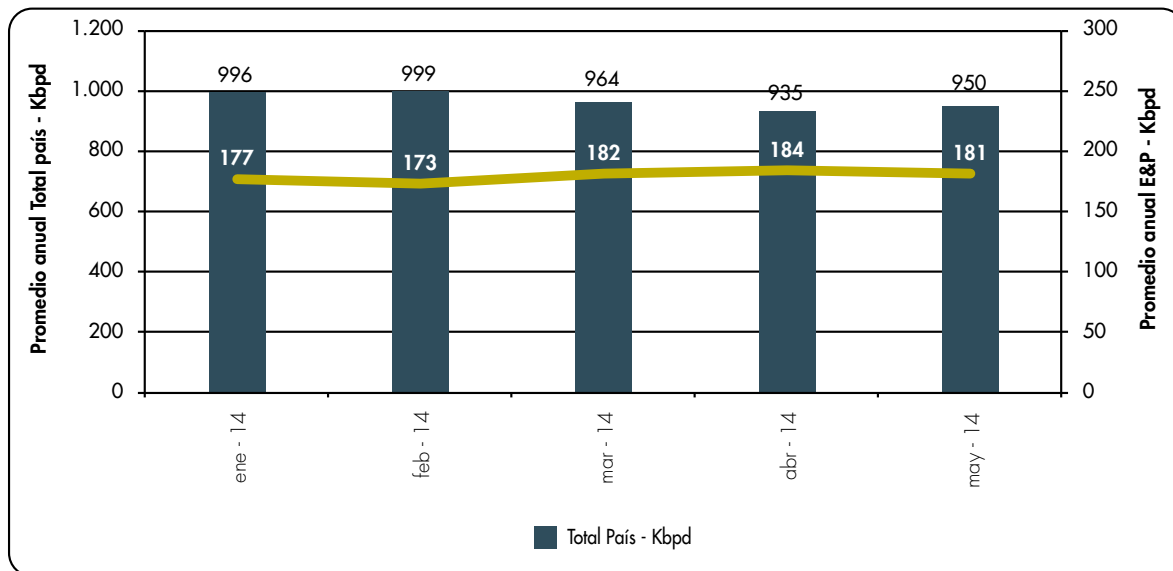
Durante el periodo comprendido entre el primero de enero hasta el 31 de mayo de 2014, el promedio de producción nacional diaria de crudo fue de 969 Kbpd correspondiente a 790 Kbpd de Contratos de Asociación y Operación Directa de Ecopetrol y 179 Kbpd de Contratos E&P.

En este último periodo, la producción promedio

diaria de petróleo de los contratos E&P (ver gráfica 13), presentó un incremento de 177 Kbps

a 181 Kbps, indicando un aumento durante este lapso del 2,4%.

GRÁFICA 13.
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PROMEDIO DE CRUDO EN EL PERIODO
01-Ene - 31-may-2014 (kbpd)



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Dicho incremento se debió a la entrada en producción de varios pozos de los siguientes bloques: Llanos-23, de Canacol; Llanos-34, de Geopark; Guachiría Sur de Lewis; Casimena, Mapache y Guatiquía, de Petrominerales; Midas, de Unión Temporal Midas; Puntero y Cabrestero, de Parex Resources; Llanos-58 de Hupecol; Guarrojo de Hocol S.A y Llanos-32 de Verano Energy, entre otros.

La producción promedio diaria para los contratos de Asociación y de Operación Directa de Ecopetrol por su parte, disminuyó durante el periodo comprendido entre el primero de enero y 31 de mayo de 2014, en 4,65%.

La producción se vio afectada principalmente

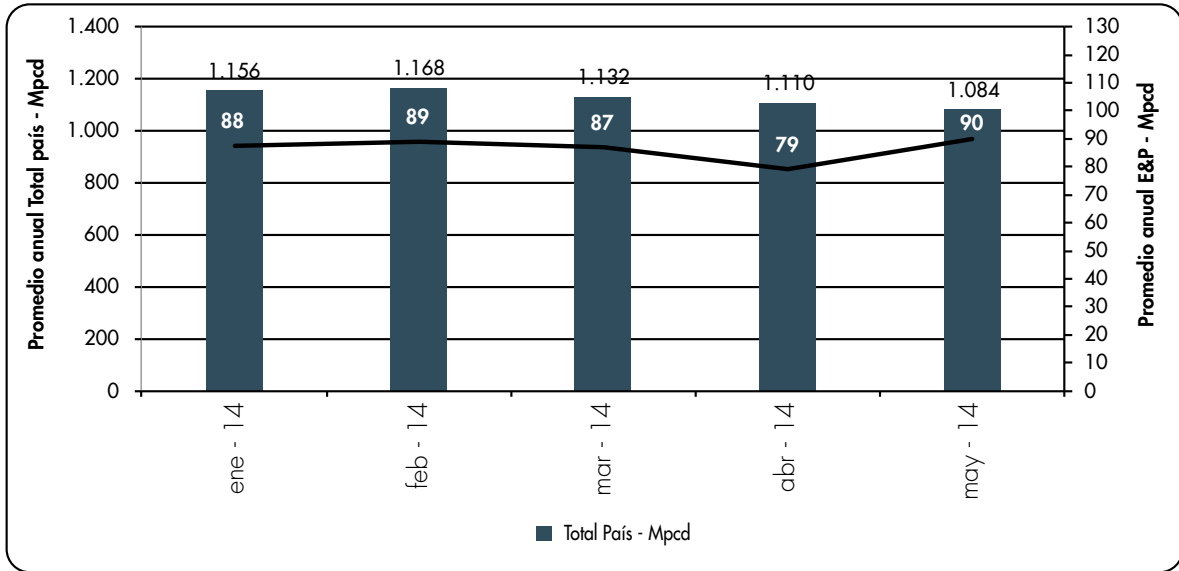
por los problemas de orden operacional en los campos Chichimene y Castilla y los atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas, con su mayor efecto durante el mes de Abril, cuando obligaron a la suspensión total de la producción de los campos de la compañía Occidental.

Así mismo, se afectó la producción de varios campos del país dado el paro de comunidades y el bloqueo de vías, que impidió el transporte de crudo como de naftas por carrotaques.

Durante el periodo comprendido entre el primero de enero hasta el 31 de mayo de 2014 (ver gráfica 14), la producción promedio diaria gravable de gas de los contratos E&P fue de 87 MPCD.



GRÁFICA 14.
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS NATURAL EN EL PERIODO
01-Ene - 31-may-2014 (Mpcd)



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

En este mismo periodo, la producción promedio diaria estimada gravable de gas de los contratos de Asociación y de Operación Directa de Ecopetrol, se mantuvo en 1.043 Mpcd.

Es preciso resaltar que durante el mes de mayo de 2014, se presentó disminución en la producción total de gas debido a mantenimientos programados en los campos Chuchupa y Ballena, de Chevron.

2.1.7. Administración de regalías y derechos económicos

2.1.7.1 Ciclo de regalías

En cumplimiento a la Ley 1530 de 2012, la ANH tiene dentro del ciclo de regalías, la función de determinar y ejecutar los procedimientos y plazos de liquidación de las regalías, señalar, mediante actos administrativos de carácter general, los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones, recaudar las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas en dinero o en especie, y transferir los recursos recaudados en cada periodo a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías.

Adicionalmente, de acuerdo con las disposiciones transitorias de esta misma ley, la ANH continúa con la función de recaudo, distribución y giro de las regalías y compensaciones causadas antes de la entrada en vigencia del Sistema General de Regalías de acuerdo con la normativa vigente en ese momento, lo cual incluye la administración de los recursos de regalías de las entidades territoriales que se encuentren con medida de suspensión preventiva y correctiva, los giros y los reintegros del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP y el giro de los recursos correspondientes al margen de comercialización, entre otros.

Es también pertinente mencionar que de acuerdo con el numeral 10 del artículo 4 del Decreto 4137 de 2011, corresponde a la ANH *“Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba (sic) la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza”*; con lo cual la ANH realiza la contratación con terceros de la comercialización del crudo y del gas correspondiente

a las regalías y la liquidación y recaudo de los Derechos Económicos pactados en los contratos y convenios de Exploración y Explotación (E&P) de hidrocarburos suscritos por la Agencia.

2.1.7.2 Determinación y ejecución de los procedimientos y plazos de liquidación de las regalías

La Agencia Nacional de Hidrocarburos durante el 2013, en cumplimiento a lo establecido por la Resolución 174 de 2012⁹, realizó mensualmente la liquidación provisional de las regalías de los meses correspondientes al periodo comprendido de

⁹ Por la cual se señalan los periodos de liquidación de las regalías y compensaciones producto de la explotación de los recursos naturales no renovables y se dictan otras disposiciones.

diciembre de 2012 a octubre de 2013 y trimestralmente la liquidación definitiva de las regalías correspondientes al cuarto trimestre de 2012 y al primero, segundo y tercer trimestre de 2013.

2.1.7.3 Recaudo y transferencia de los recursos correspondientes a regalías y compensaciones

Como resultado de la liquidación y recaudo de regalías realizado durante el 2013, la ANH recaudó y giró a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías recursos por **\$7.599.740.122.857**, correspondientes a los rubros mostrados en la tabla 15.

TABLA 15.
REGALÍAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS RECAUDO Y TRANSFERENCIA SGR 2013

Periodo de liquidación	Fecha de transferencia al SGR	Regalías por petróleo (\$)	Regalías por gas natural (\$)	Total regalías hidrocarburos (\$)
Noviembre 2012 ¹	11 de enero de 2013		35.400.113.756	35.400.113.756
Diciembre 2012	14 de febrero de 2013	671.071.256.819	54.964.046.772	726.035.303.591
Ajuste por liquidación definitiva del IV trimestre y Reliquidación I trimestre 2012	19 de marzo de 2013	18.400.548.266	7.472.767.864	25.873.316.130
Enero 2013	19 de marzo de 2013	677.471.906.322	51.088.892.147	728.560.798.469
Febrero 2013	16 de abril de 2013	610.614.946.205	47.778.125.746	658.393.071.951
Marzo 2013	14 de mayo de 2013	690.938.613.111	50.197.306.369	741.135.919.480
Abril 2013 ²	18 de junio de 2013	400.625.064.734	67.792.109.469	468.417.174.203
Mayo 2013	17 de julio de 2013	591.136.412.276	55.082.925.743	646.219.338.020
Junio 2013	15 de agosto de 2013	555.231.090.681	59.305.622.165	614.536.712.846
Julio 2013 ³	25 de septiembre de 2013	609.925.273.358	58.038.814.063	667.964.087.421
Agosto 2013	21 de octubre de 2013	654.109.842.708	57.593.320.230	711.703.162.938
Septiembre 2013	22 de noviembre de 2013	623.123.188.485	55.143.232.527	678.266.421.012
Octubre 2013 ⁴	23 de diciembre de 2013	851.032.637.711	46.202.065.330	897.234.703.041
Total transferencias 2013		6.953.680.780.677	646.059.342.181	7.599.740.122.857

1. El monto de regalías correspondientes al mes de Noviembre de 2012, fue transferido en el mes de diciembre de 2012, excepto lo correspondiente a los Acuerdos de Gas firmados con empresas diferentes a Ecopetrol.
 2. Incluye recaudo por el Ajuste por la liquidación definitiva del I trimestre de 2013.
 3. Incluye recaudo por el Ajuste por la liquidación definitiva del II trimestre de 2013.
- Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

De acuerdo con lo anterior es preciso mencionar que con el recaudo alcanzado en el año 2013 por \$7,599 billones de pesos, se cumplió con el Plan Bienal de Caja para esa vigencia.

Para 2014 se han transferido a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías recursos por **\$3.355.057.813.996** por concepto de la liquidación y recaudo de regalías, como se menciona en la tabla 16.

TABLA 16.
REGALÍAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
RECAUDO Y TRANSFERENCIA SGR 2014
(No incluye rendimientos financieros)

Periodo de liquidación	Fecha de transferencia al SGR.	Regalías por petróleo (\$)	Regalías por gas natural (\$)	Total regalías hidrocarburos (\$)
Noviembre 2013 ¹	28 de enero de 2014	627.454.211.681	43.450.006.697	670.904.218.378
Diciembre 2013 ²	25 de febrero de 2014	645.128.414.058	55.090.735.643	700.219.149.701
Provisional enero 2014 ³	31 de marzo de 2014	552.831.950.479	53.945.675.259	606.777.625.738
Provisional febrero 2014	30 de abril de 2014	613.621.280.490	55.202.942.469	668.824.222.959
Provisional marzo 2014	31 de mayo de 2014	651.550.904.963	56.781.692.721	708.332.597.684
Total transferencias 2014		3.090.586.761.671	264.471.052.789	3.355.057.814.460

1. Se giro al SGR en fecha posterior \$24.407 millones

2. Se giro al SGR en fecha posterior \$3.381 millones

3. Incluye Ajuste IV trimestre 2014

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Teniendo en cuenta las cifras desde el año 2012 hasta lo corrido de 2014, el valor total recaudado y transferido al SGR para mayo 2014 es de \$18.742.369.616.082.

2.1.7.4 Cumplimiento del presupuesto bienal para asignaciones directas del SGR

Tomando el presupuesto bienal aprobado mediante Ley 1606 de 2012, el comportamiento de las asignaciones directas dentro del periodo comprendido entre el primero de enero de 2013 y el 30 de mayo de 2014, se presenta en la tabla 17.

TABLA 17.
ANÁLISIS PRESUPUESTO HIDROCARBUROS POR MES¹⁰
(Millones de \$)

Mes	Presupuesto Ley 1606/12	Distribución Asignaciones Directas	Diferencia Presupuesto - Recaudo	% Variación
SUBTOTAL 2013	\$ 1.742.513,44	\$ 1.809.937,21	\$ 67.423,76	3,9%
SUBTOTAL 2014	\$ 483.348,30	\$ 664.381,72	\$ 181.033,42	37,5%
Total a 31 mayo 2014	\$ 2.225.861,74	\$ 2.474.318,92	\$ 248.457,18	11,16%
Total bienio 2013-2014	\$ 2.980.279,51	\$ 2.474.318,92	\$ (505.960,59)	83,0%

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

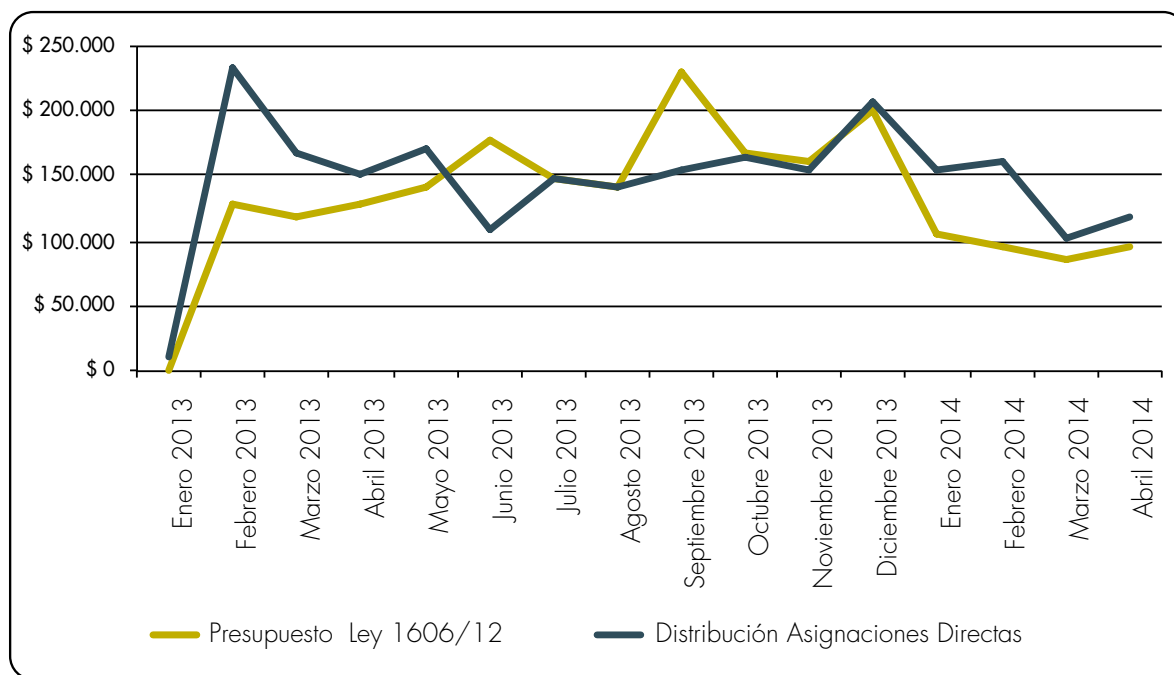
Teniendo en cuenta esta información, se concluye que el cumplimiento del presupuesto de asigna-

¹⁰ Incluye asignaciones directas distribuidas en la vigencia fiscal 2013 y 2014 a mayo 31 de 2014.

ciones directas en el año 2013 superó en 3,9% la meta presupuestada. Para lo correspondiente al año 2014, se ha superado en 37,5% el monto presupuestado de asignaciones directas

de los primeros cinco meses del año, quedando pendiente por recaudar 17% sobre el total presupuestado del bienio (ver gráfica 15).

GRÁFICA 15.
COMPARATIVO PRESUPUESTO LEY 1606/12 VS DISTRIBUCIÓN ASIGNACIONES DIRECTAS
(Millones de \$)



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

2.1.8. Comercialización de regalías

Para efectos de la comercialización de las regalías recaudadas en especie por la producción de crudo en diciembre de 2013 se suscribió el Otrosí No.1 al Contrato de Compraventa de Crudo de Regalías y Participaciones de la ANH celebrado con Ecopetrol, mediante el cual se prorrogó su vigencia hasta el 31 diciembre de 2014.

2.1.8.1 Régimen de transición

Para 2013, respecto de los recursos de regalías causados antes del 31 de diciembre de 2011, la ANH realizó giros directos por el orden de \$1,8 billones, los cuales incluyen levantamientos de suspensiones, desahorros de FAEP, rendimientos financieros y margen de comercialización.

Para 2014 con corte al 31 de mayo, respecto

de los recursos de regalías causados antes del 31 de diciembre de 2011, la ANH ha realizado giros directos a las entidades territoriales por el orden de \$115,8 millones, los cuales incluyen levantamientos de suspensión, desahorro y rendimientos financieros de FAEP, re liquidaciones, rendimientos financieros y margen de comercialización.

Desahorro de recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP

Teniendo en cuenta la modificación del párrafo del artículo 150 de la Ley 1530 de 2012 adicionado por el artículo 6 de la Ley 1608 de enero de 2013, que introdujo un cambio en la destinación del desahorro para el pago de las deudas del régimen subsidiado de salud, se hizo necesaria la expedición del Decreto 1849 de agosto 29 de 2013, *“para establecer el procedimiento de giro de los re-*

curso del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP”.

Sumado a esto, atendiendo las disposiciones legales y en particular conforme a los Decretos 2522 de 2011¹¹ y 1074 de 2012, modificado por el Decreto 1849 de 2013, la ANH tramitó desahorros de recursos del FAEP del orden de USD\$122.884.515, según la tabla 18.

**TABLA 18.
DESAHORROS DE RECURSOS DEL FAEP**

Beneficiario	Desahorro US\$
Dpto. Arauca	47.620.084
Dpto. Casanare	29.929.997
Municipio Aguazul	15.569.654
Municipio Tauramena	10.745.440
San Onofre	2.926.984
Municipio de Arauquita	2.188.532
San Bernardo	1.675.623
Corozal	1.247.832
Chinú	976.287
San Andrés Sotavento	976.287
Ovejas	837.071
San Benito Abad	819.644
Chima	756.954
Los Córdoba	647.654
Moñitos	551.467
Galeras	548.033
Purísima	543.836
Coloso	541.817
Los Palmitos	499.578
Tolú Viejo	460.132
Buenavista (Sucre)	446.527
Chalan	364.273
Sucre (Sucre)	312.896
Caimito	302.519
Coveñas	227.314
San Pedro	188.660

¹¹ Por el cual se establece el procedimiento de giro de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 44 de la Ley 1430 de 2010 modificado por el artículo 118 de la Ley 1450 de 2011.

Beneficiario	Desahorro US\$
Tolú	182.616
Morroa	140.956
Momil	139.609
Sampués	123.355
Valencia	101.880
Pueblo Nuevo	101.880
San Marcos	91.688
Palmito	83.435
Ayapel	14.000
Total desahorro FAEP	122.884.515

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

De los recursos anteriores la Agencia Nacional de Hidrocarburos monetizó US\$16.257.961 y transfirió al mecanismo único de recaudo y giro implementado por la Ley 1438 de 2011 un valor de \$30.692 millones de pesos, para el pago de deudas en salud de las entidades territoriales participes del FAEP, solicitados por el Ministerio de Salud y Protección Social.

Así mismo durante 2014, y atendiendo las disposiciones legales establecidas en la Ley 1530 de 2012 y conforme al procedimiento de giro vigente respecto de estos recursos, contenido en el Decreto 1849 de 2013, la ANH ha tramitado desahorros de recursos del FAEP del orden de US\$8.563.679, según la tabla 19.

**TABLA 19.
DESAHORROS DE RECURSOS DEL FAEP**

Beneficiario	Desahorro 2014* USD\$
Aguazul	7.428.283
Moñitos	410.076
Valencia	200.553
Chima	18.575
Ayapel	203.760
Pueblo Nuevo	200.553
Momil	101.880
Total FAEP	8.563.679

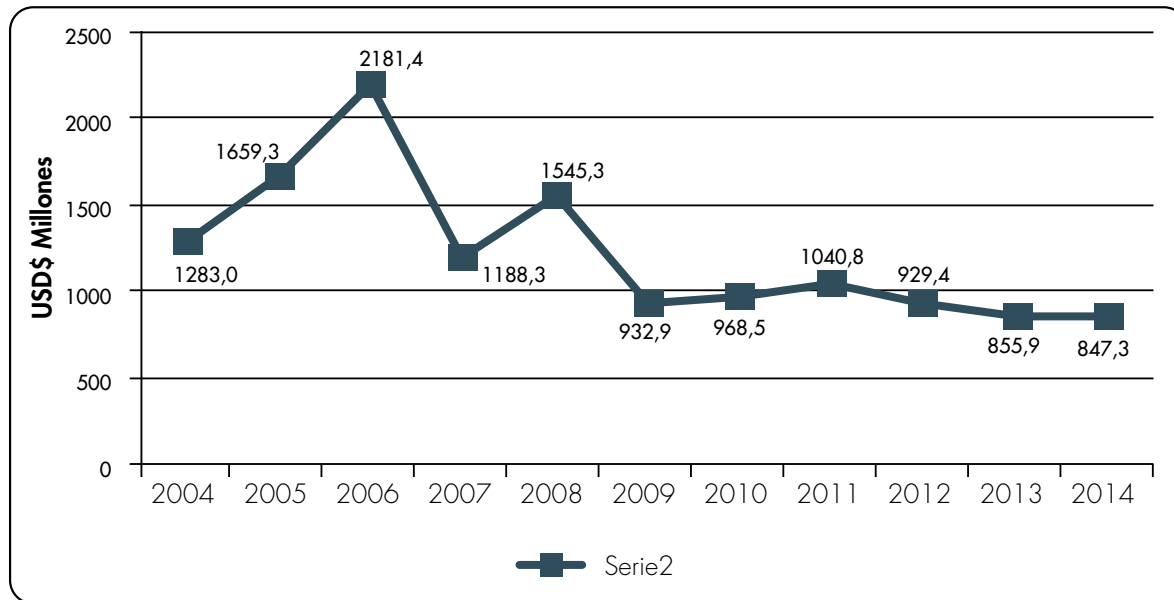
* Con corte a mayo 31 de 2014

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Como resultado de los desahorros tramitados a la fecha, el saldo acumulado en el FAEP al cierre del mes de mayo de 2014 asciende a US\$ 847.352.721, de conformidad con la

conciliación realizada por el Banco de la República y cuyo comportamiento se aprecia en la gráfica 16.

GRÁFICA 16.
HISTÓRICO SALDOS FAEP A MAYO 2014
(En millones de US\$)



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Para 2014 se monetizaron US\$2.230.929 correspondientes a los rendimientos financieros generados durante el año anterior por los recursos del FAEP y trasladados por el Banco de la República para el giro directo a los partícipes de dicho fondo. Estos rendimientos representaron \$2.368.082.566.

Margen de comercialización

De acuerdo con el artículo 156 del Decreto 4923 de 2011 y la Ley 1530 de 2012, la ANH realizó el giro el 12 de junio de 2013 de \$1.118.818.380.856, correspondientes al 65% del total de los recursos del margen de comercialización disponibles a 31 de diciembre de 2011, que con rendimientos financieros resultaron en \$1.301.237.085.337

Por otra parte, considerando que la Ley 1530 de 2012 dispone que *“La Agencia Nacional de Hidrocarburos, establecerá mediante acto motivado de carácter general, el pago en di-*

nero o en especie de las regalías...” y con el objeto de que los productores comercializadores de gas pudieran disponer de las cantidades de gas para comprometer en el mercado primario, según el mecanismo de comercialización establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, se determinó mediante la Resolución 877 de 2013, el pago en dinero de las regalías generadas por la explotación de gas a partir del 1 de Enero de 2014.

Así mismo, con sujeción a lo dispuesto en el Artículo 156 de la Ley 1530 de 2012, del total de los recursos causados antes del 31 de diciembre de 2011 por concepto de Margen de Comercialización, el 35% se debe destinar a las entidades territoriales beneficiarias y se efectuó la distribución de dichos recursos, junto con sus rendimientos financieros, por un total de \$37.928.709.187 según Resolución 122 del 27 de enero de 2014.

Derechos económicos y participaciones

En lo relacionado con los derechos económicos y/o participaciones de la ANH establecidas en los contratos de Exploración y Producción – E&P, los convenios E&P y los contratos de Evaluación Técnica – TEA, se realizó la liquidación de las obligaciones contraídas por parte de los contratistas con la ANH.

Como resultado de esta labor durante el año 2013, la ANH realizó un recaudo por derechos económicos correspondiente a US\$453.188.643 equivalentes aproximadamente a \$846.964.255.985. Es válido mencionar que este se constituye en el recaudo más

alto en la historia de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, representando un incremento del 16% respecto del año anterior.

Durante lo corrido del año 2014 con corte al 31 de mayo, la Agencia ha recaudado por concepto de derechos económicos la suma de US\$183.122.291, correspondientes aproximadamente a \$361.261.824.058, lo que representa una ejecución del 99,29% del presupuesto de ingresos definitivo por este concepto (\$363.856.294.000) para la vigencia 2014.

En la tabla 20 se observa la información consolidada hasta 2014, detallando los ingresos por cada derecho económico.

TABLA 20.
VALOR RECAUDADO POR CONCEPTO DE DERECHOS ECONÓMICOS
Cifras en US\$¹
A Mayo 31 de 2014

Año	Precios Altos	Uso del subsuelo		Transferencia de Tecnología	Participación en la producción	Totales
		Contratos E&P	Contratos de Evaluación Técnica			
2004		-	311.850,00	337.687,00		649.537,00
2005		364.051,00	1.242.594,00	429.347,00		2.035.992,00
2006		2.277.406,00	798.361,00	818.216,00		3.893.983,00
2007		2.368.915,00	333.385,00	1.181.346,00		3.883.646,00
2008		88.327.988,00	3.510.539,00	2.621.681,00		94.460.208,00
2009	24.433.889,00	63.959.187,00	2.749.889,00	3.176.489,00		94.319.454,00
2010	149.041.100,00	46.097.288,00	1.793.021,00	3.528.900,00		200.460.309,00
2011	218.772.769,00	80.350.456,00	115.005,00	2.720.875,00		301.959.105,00
2012	306.452.070,73	78.080.837,21	187.529,24	1.713.628,20	3.099.817,04	389.533.882,42
2013	320.210.715,89	17.956.936,09	4,602,998,84	9.537.395,60	101.077.640,07	453.385.686,50
2014	138.268.570,70	4.862.402,03	76.748,28	634.393,71	39.280.176,07	183.122.290,79
Totales	1.157.179.115,32	384.645.466,33	15.721.920,36	26.699.958,51	143.457.633,18	1.727.704.093,71

¹ La TRM utilizada para cada año corresponde al promedio publicado por Banco de la Republica para cada vigencia. Así, la TRM utilizada en 2013 corresponde al promedio publicado por Banco de la República para el 31-12-2013 (\$1.868,90). Para 2014 corresponde al promedio publicado por Banco de la Republica para el periodo de 01-01-2014 a 31-05-2014 (\$1.972,79).

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

2.2. DOWNSTREAM

2.2.1. Refinación

El Ministerio de Minas y Energía viene realizando el seguimiento a las actividades del proyecto "Modernización de la Refinería de Cartagena" las cuales se encuentran, así:

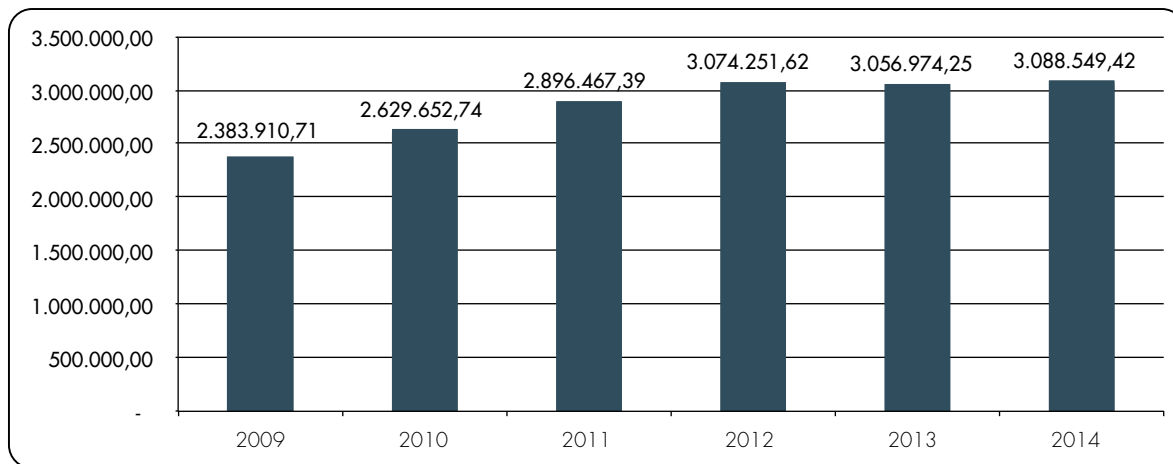
- Avance ponderado: 92,9%

- Ingeniería: 100%
- Procura: 99,7 %
- Fabricación: 100%
- Construcción: 78,5%

En el último reporte se proyecta la finalización de la modernización de la refinería para Diciembre de 2015.

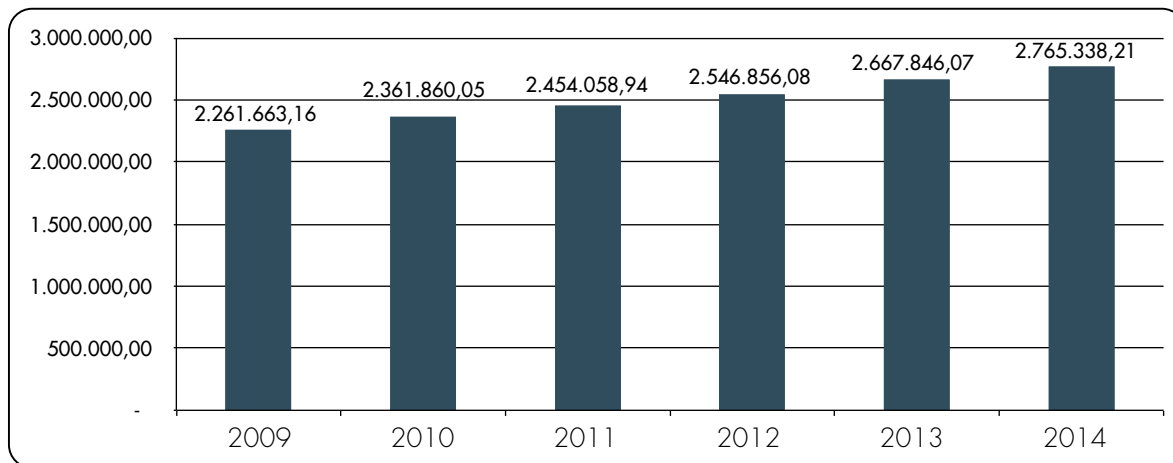
2.2.2. Ventas combustibles

GRÁFICA 17.
VENTAS DE ACPM¹²



Fuente: SICOM. Estas cifras no considera Grandes Consumidores

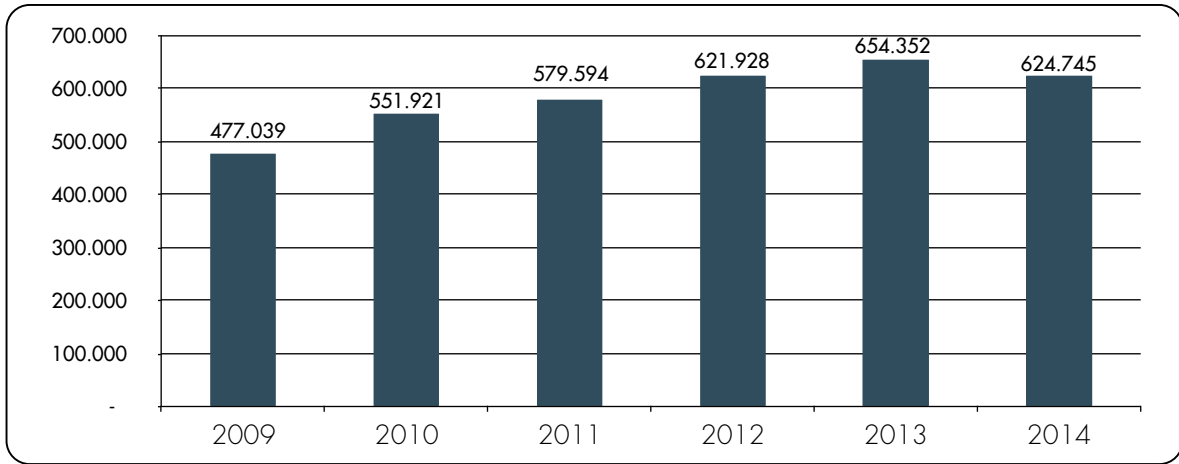
GRÁFICA 18.
VENTAS GASOLINA



Fuente: SICOM. Estas cifras no considera Grandes Consumidores

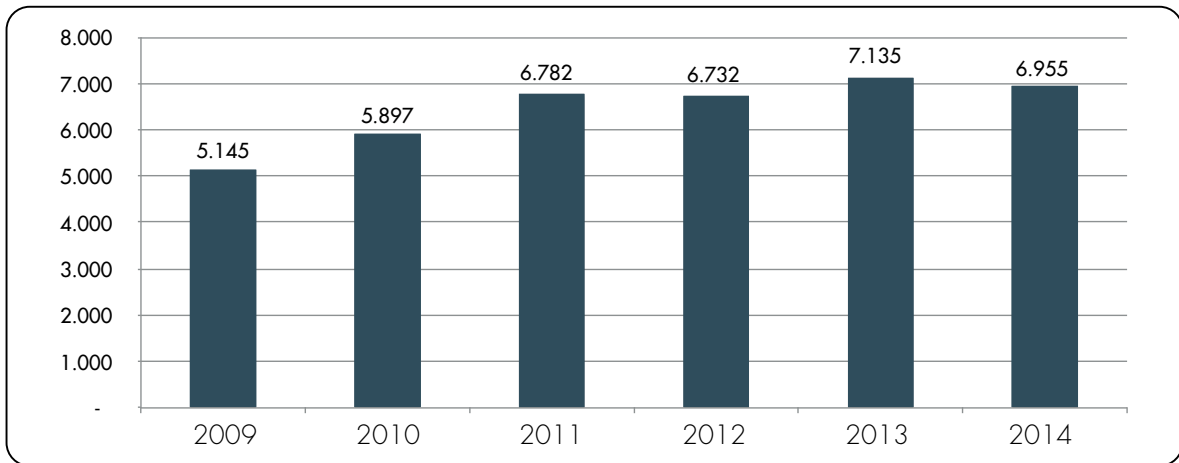
¹² Incluye los siguientes combustibles tipo diésel: diésel corriente con biodiesel, diésel extra con biodiesel, ACPM importado, y ACEM importado.

GRÁFICA 19.
VENTAS JP-1A:



Fuente: SICOM

GRÁFICA 20.
VENTAS AVIGAS



Fuente: SICOM

2.2.3. Ventas de diesel y gasolinas motor por distribuidor mayorista

TABLA 21.
PARTICIPACIONES MAYORES

Proveedor	% Participación
ORGANIZACION TERPEL S.A.	38,41%
EXXONMOBIL DE COLOMBIA S.A.	25,37%
CHEVRON PETROLEUM COMPANY	12,54%
BIOMAX	7,47%
PETROBRAS COLOMBIA COMBUSTIBLES S.A.	4,03%

BRIO (BIOMAX S.A.)	2,53%
PETROLEOS DEL MILENIO C.I. S.A.S. - PETROMIL	3,33%
ZEUSS PETROLEUM S.A.	1,87%
COOPERATIVA AYATAWACOOOP	0,81%
C.I. ECOSPETROLEO S.A.	0,95%

Fuente: SICOM

TABLA 22.
PARTICIPACIONES MENORES

Proveedor	% Participación
MINEROIL COMBUSTIBLES S.A.S.	8,50%
C.I. CORPORACION PETROLERA S.A.	6,10%

PRODAIN S.A. C.I. PRODAIN	3,60%
COOPERATIVA MULTIACTIVA DE PIMPINEROS DEL NORTE - COO-MULPINORT	3,60%
ZAPATA Y VELASQUEZ S.A.	1,40%
COMERCIALIZADORA PROXXON S.A.	2,20%
CASAMOTOR S.A.S.	1,50%
PRODUCTORES DE LUBRICANTES S.A.	0,10%
DISTRIBUIDORA DE COMBUSTIBLES WAYUU LTDA - DISCOWA-COOP	0,00%

Fuente: SICOM

2.2.4. Agentes de la cadena de distribución de combustibles

En cumplimiento a lo establecido en el Decreto 4299 de 2005, y sus decretos modificatorios 1333 de 2007 y 1717 de 2008, a través de los cuales se establecieron los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio de los agentes de la cadena de distribución de combustibles, se ha continuado autorizando y registrando a dichos agentes en el Sistema de Información de Combustibles – SICOM.

Es importante indicar que el Ministerio de Minas y Energía ha venido trabajado en consolidar un proceso de fortalecimiento institucional y de eliminación de asimetrías de información con los agentes de la cadena de distribución, lo cual nos ha permitido evaluar el desempeño y comportamiento del mercado. Adicionalmente, no existía un criterio unificado para el suministro de la información por parte de los diferentes agentes, lo cual no garantizaba que la información reflejara la realidad del mercado. Es por esta razón que dentro de los objetivos del SICOM se estableció obtener de cada uno de los agentes información en formatos unificados, lo cual permite al Ministerio de Minas y Energía tener información más confiable y real.

Después de más de 7 años de haber entrado en vigor el nuevo marco regulatorio del sector de los combustibles y de más de 4 años de entrada en operación del SICOM, podemos anunciar sin equívocos las cifras relevantes del sector:

- i) En el país existen 5.227 estaciones de servicio automotor y fluvial con código SICOM, autorizadas a operar.
- ii) Se tienen 17 distribuidores mayoristas que actúan a través de 57 plantas de abastecimiento alrededor del territorio nacional.
- iii) Se cuentan con 213 comercializadores industriales.
- iv) Existen 84 estaciones de servicio de aviación y 62 estaciones de servicio marítimas.
- v) Se tienen 17 almacenadores y 18 refinadores.
- vi) Existen siete productores de alcohol carburante y 10 productores de biodiesel.

Lo anterior refleja el interés que despertó entre los agentes de la cadena el cumplir con la normatividad en mención, quienes oportunamente suministran la información para su normal funcionamiento.

2.2.5. Estaciones de servicio

En el año 2009 se registraron 4.260 estaciones de servicio, en el año 2010 - 345 estaciones de servicio, el año 2011 - 276 estaciones de servicio, y en el año 2012 - estaciones de servicio, se registraron 142 en el 2013 y desde el primero de enero de 2014 hasta el mes de mayo se registraron 66 estaciones de servicio (ver tabla 23).

TABLA 23.
ESTACIONES DE SERVICIOS REGISTRADAS EN EL SICOM DESDE EL AÑO 2009-2014

	Año	Nro de EDS	% Participación
1	2009	4260	81%
2	2010	345	7%
3	2011	276	5%
4	2012	138	3%
5	2013	142	3%
6	2014	66	1%
	Total	5227	100%

Fuente: SICOM

TABLA 24.
NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO
AUTOMOTOR Y FLUVIALES POR DEPARTAMENTO Y
BOGOTÁ

Departamento	Nro de EDS
ANTIOQUIA	560
VALLE DEL CAUCA	465
BOGOTÁ D.C.	448
NARIÑO	405
CUNDINAMARCA	378
SANTANDER	238
BOYACÁ	216
ATLÁNTICO	193
CESAR	174
TOLIMA	175
META	173

Fuente: SICOM

TABLA 25.
OTROS MERCADOS

Departamento	Nro de EDS
BOLÍVAR	171
CÓRDOBA	162
CAUCA	159
LA GUAJIRA	148
HUILA	137
MAGDALENA	117
CALDAS	110
CAQUETA	106
NORTE DE SANTANDER	99
SUCRE	105
PUTUMAYO	94

Fuente: SICOM

TABLA 26.
MERCADOS MENORES

Departamento	Nro de EDS
RISARALDA	96
CHOCÓ	86
CASANARE	69
QUINDÍO	65
GUAVIARE	49
ARAUCA	27
VICHADA	17
AMAZONAS	9

ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS	6
VAUPÉS	6
GUAINÍA	2

Fuente: SICOM

2.2.5.1 Número de Estaciones de Servicio EDS por Bandera

En las tablas 27 y 28 se muestra la participación por banderas de EDS automotrices y fluviales:

TABLA 27.
ESTACIONES DE SERVICIO POR BANDERA

Departamento	Nro de EDS	% Participación
TERPEL	1957	37,75%
EXXONMOBIL	929	17,92%
BIOMAX	801	15,45%
CHEVRON	430	8,29%
PETROMIL	329	6,35%
AYATAWACOOOP	141	2,72%
ZEUSS	124	2,39%
PETROBRAS	117	2,26%
ECOS	94	1,81%
MINEROIL	121	2,33%

Fuente: SICOM

TABLA 28.
OTRAS BANDERAS

Departamento	Nro de EDS	% Participación
COOMULPINORT	42	0,81%
CORPORACIÓN PETROLERA	9	0,17%
CASAMOTOR	25	0,48%
PROXXON	12	0,23%
ZAPATA Y VELÁSQUEZ	11	0,21%
PRODAIN	36	0,69%
PRODUCTORES DE LUBRICANTES	6	0,12%

Fuente: SICOM

TABLA 29. NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO AUTOMOTOR POR RANGOS DE VOLUMEN DE VENTAS (GALONES PROMEDIO POR MES)

Rango de Ventas	Nro de EDS	% Participación
EDS<=20.000	1743	37%
20.001<EDS<= 50.000	1346	29%
50.001<EDS<=80.000	751	16%
80.001<EDS<=100.000	257	5%
EDS>100.001	607	13%

Fuente: SICOM

2.2.6. SICOM

Es importante anotar que como parte de desarrollo del SICOM, se ha proyectado adelantar los siguientes desarrollos:

- 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 en las estaciones de servicio a los vehículos convertidos. Asimismo, se ha trabajado en el control de los equipos de conversión que son importados y distribuidos en los talleres de conversión.

Por otra parte se ha planteado la implementación del módulo de GNV en el SICOM para tener mayor control sobre el uso y distribución del mismo.

- 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.

De otra parte, y dado el hecho de que existen unos agentes de la cadena de distribución de combustibles que requieren el establecimiento de requisitos técnicos a cumplir, tales como las

estaciones de servicio de aviación, marítimas, fluvial, y el gran consumidor con instalación fija, se ha trabajado por más de un año en un nuevo reglamento técnico el cual se encuentra para comentarios, y se espera que entre en vigencia al terminar el año en curso. Dicho reglamento tiene como fin que los organismos certificadores unifiquen criterios para llevar a cabo el proceso de certificación.

Por último el SICOM viene adelantando un programa de cruce de información con todos los agentes de la cadena con el fin de consolidar la información desde el momento de su creación hasta la fecha.

2.2.7. Biocombustibles



En materia de biocombustibles se puede resaltar la expedición de la Resolución 9 0454 de 2014 cuya finalidad es promover la autosuficiencia energética del país y el abastecimiento interno de alcohol carburante con la producción nacional, así como establecer las condiciones de comercialización a los importadores de etanol para cubrir el déficit en la oferta requerida y atender los porcentajes de mezcla de etanol en las distintas zonas del país, en el marco del programa de oxigenación de gasolina colombiana, fijado por el Ministerio de Minas y Energía.

2.2.8. Precio de los combustibles

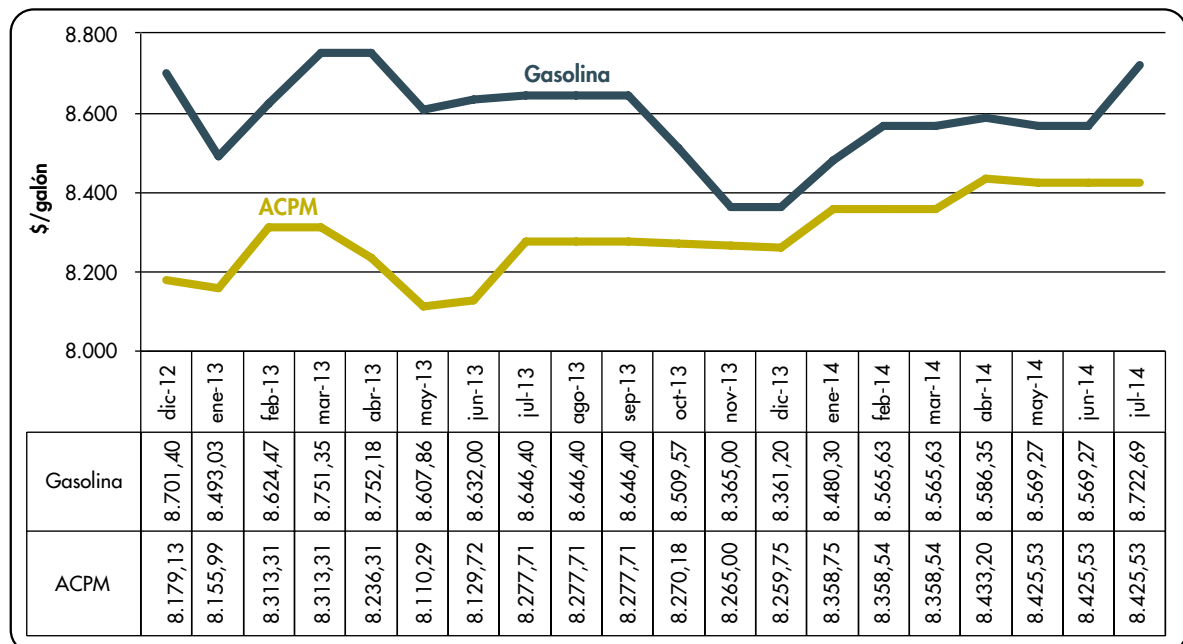
Dentro de las competencias del Ministerio de Minas y Energía se encuentra el aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos en el territorio nacional mediante la formulación y adopción de políticas, regulaciones y reglamentaciones, razón por la cual la política de precios de los combustibles es un elemento esencial para garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y de derivados del país, así como promover su uso eficiente. Esta política se basa en los siguientes criterios:

1. Mantener estabilidad en los precios de venta al público, permitiendo solo variaciones mensuales acotadas en el precio, de manera que se proteja al consumidor final de los cambios bruscos en los mercados internacionales.
2. Las fórmulas de fijación de precios de la gasolina motor corriente y del ACPM propenden ser sencillas y de fácil entendimiento y verificación por los consumidores y los agentes.

3. Los precios de la gasolina motor corriente y del ACPM deberán reflejar el propósito de mejoramiento continuo de la calidad de los combustibles, que en conjunto con otros elementos como modernización del parque automotor y ordenamiento de la movilidad, redundará en un mejor ambiente para los colombianos.
4. El ingreso al productor debe corresponder a precios eficientes o de mercado, los cuales corresponderán al costo de oportunidad de la gasolina motor corriente y del ACPM, o de su materia prima, incentivando su uso racional y eficiente, además de garantizar la confiabilidad en el abastecimiento del país.
5. Mantener un desmonte gradual y permanente de los subsidios, teniendo en cuenta su incidencia en materia fiscal.

En la gráfica 21 se presenta la evolución reciente de los precios de los combustibles al consumidor final:

GRÁFICA 21.
PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES EN BOGOTÁ



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Es importante mencionar que mediante la Resolución 90042 de 2014, el Ministerio de

Minas y Energía estableció una mesa de diálogo permanente con el fin de plantear reco-

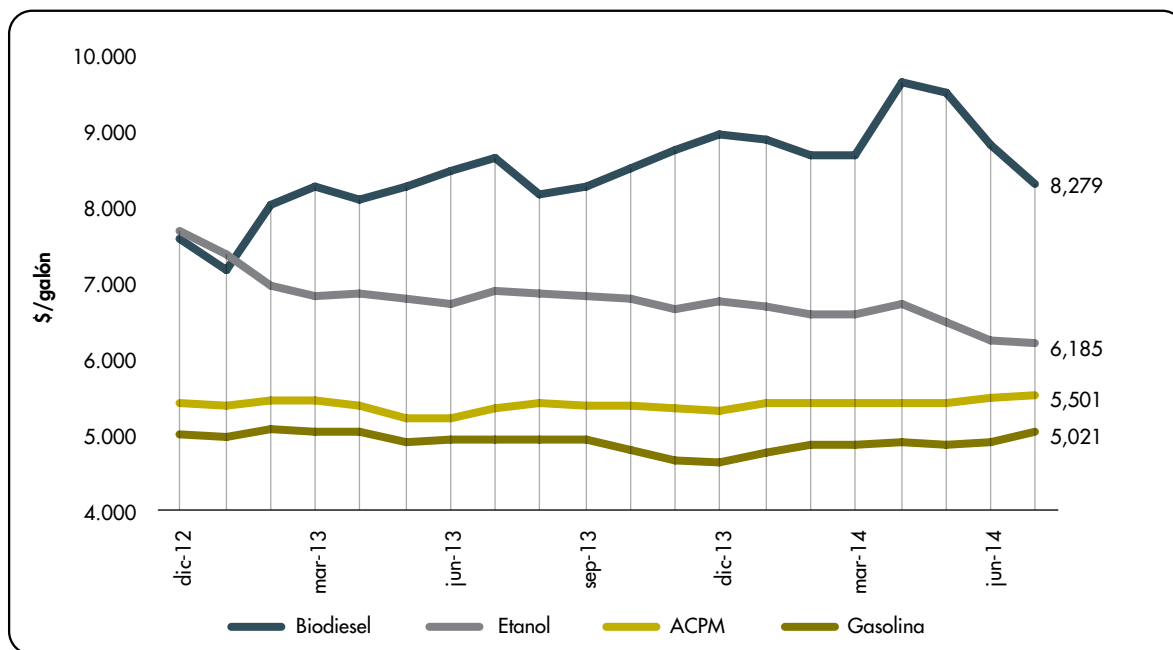
mendaciones en la política de precios para la gasolina motor corriente y el Diesel, la cual tiene por objeto "plantear y recomendar las políticas, planes, programas y acciones necesarias para la implementación de una política pública tendiente a establecer una estrategia técnica, para la fijación de precios de los combustibles líquidos derivados del petróleo referidos a la gasolina motor corriente y Diesel"

En virtud de la mencionada mesa de trabajo, a la fecha se han realizado varias reuniones entre el Gobierno Nacional, representado por los Ministerios de Minas y Energía, Ministerio

de Hacienda y el Ministerio de Transporte, con la participación de representantes de los transportadores. En estas reuniones se ha analizado la política de precios de los combustibles en Colombia y se han recibido propuestas de algunos gremios del sector transportador.

Finalmente, a continuación se presenta la evolución del ingreso al productor de los combustibles y biocombustibles en el marco de una política de diversificación de la canasta energética, de mejoramiento de la calidad del aire y de desarrollo rural a través de biocombustibles (ver gráfica 22)

GRÁFICA 22.
INGRESO AL PRODUCTOR DE LOS COMBUSTIBLES Y BIOCOMBUSTIBLES



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

2.2.9. Proyectos especiales

2.2.9.1 Zonas de frontera

La siguiente tabla muestra el consumo por tipo de producto, cupo y utilización del cupo para el periodo de mayo de 2013 a mayo de 2014 de los departamentos de Amazonas, Arauca, Boyacá, Cesar, Chocó, Guainía, La Guajira, Nariño, Norte de Santander, Putumayo, Vaupés y Vichada. Así mismo, se presentan los hechos relevantes que definieron la distribución

de combustibles líquidos derivados del petróleo en cada departamento (ver tabla 30).



TABLA 30.
INFORMACIÓN GASOLINA POR DEPARTAMENTO

Departamento	Cupo	Importado		Nacional			Total	Utilización cupo
		ACPM diesel - importado	Gasolina corriente - importado	ACPM diesel	Gasolina corriente	Gasolina extra		
Amazonas	3.065.192			489.886	2.002.588	-	2.492.474	81,32%
Arauca	9.134.632			5.718.684	988.163	-	6.706.847	73,42%
Boyacá	2.695.654			683.810	52.559	-	736.369	27,32%
Cesar	134.345.822	74.661	16.865	78.732.611	13.037.571	378.231	92.239.939	68,66%
Chocó	6.707.733			1.332.487	2.297.003	-	3.629.490	54,11%
Guainía	1.148.355			284.156	487.349	-	771.505	67,18%
La Guajira	29.931.524	8.292.113	2.730.106	456.103	179.474	-	11.657.796	38,95%
Nariño	112.661.286	692.138	658.706	50.547.284	54.308.665	72.556	106.279.349	94,34%
Norte de Santander	46.324.720	2.036.426	843.227	30.954.383	9.950.165	-	43.784.201	94,52%
Putumayo	17.130.256			9.887.384	10.006.265	-	19.893.649	116,13%
Vaupés	868.530			269.708	320.140	-	589.848	67,91%
Vichada	2.338.271			1.237.980	375.297	-	1.613.277	68,99%
Total	366.351.975	11.095.338	4.248.904	180.594.476	94.005.239	450.787	290.394.744	79,27%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Las cifras corresponden a las órdenes de pedido, registradas por las Estaciones de Servicio de Zonas de Frontera y despachas por los Distribuidores Mayoristas en el Sistema de Información de Combustibles Líquidos – SICOM, a través del módulo de Órdenes de Pedido.

Departamento de Amazonas

El abastecimiento del departamento de Amazonas se realiza con producto nacional, y durante el periodo en mención no presentó novedades en el suministro de combustible (ver tabla 31).



Foto: Río Amazonas - Leticia (Amazonas) Fuente: IPSE

TABLA 31.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Periodo	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina corriente	Total	Utilización cupo
2013-05	235.784	27.200	132.735	159.935	67,83%
2013-06	235.784	40.850	146.237	187.087	79,35%
2013-07	235.784	36.800	138.789	175.589	74,47%
2013-08	235.784	33.280	142.129	175.409	74,39%
2013-09	235.784	42.928	145.659	188.587	79,98%
2013-10	235.784	37.778	154.843	192.621	81,69%
2013-11	235.784	32.678	151.583	184.261	78,15%

2013-12	235.784	38.728	150.432	189.160	80,23%
2014-01	235.784	34.069	175.958	210.027	89,08%
2014-02	235.784	42.685	160.842	203.527	86,32%
2014-03	235.784	37.530	172.747	210.277	89,18%
2014-04	235.784	52.480	157.844	210.324	89,20%
2014-05	235.784	32.880	172.790	205.670	87,23%
Total	3.065.192	489.886	2.002.588	2.492.474	81,32%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Arauca

El abastecimiento para el departamento de Arauca se realiza con producto de origen nacional. Durante los meses de noviembre y diciembre de 2013 se presentaron problemas de orden público en las vías del departamento, dejando la planta de Arauca sin inventarios de combustibles, razón por la cual, la Dirección de Hidrocarburos, autorizó el abastecimiento de las estaciones de servicio desde la Planta Aguazul (Casanare), como plan de contingencia para garantizar el suministro de combustibles líquidos.

Nuevamente, durante el mes de febrero de 2014 se presentaron problemas de orden público, razón por la cual se autorizó el plan de contingencia para el suministro de combustible para las estaciones de servicio del departamento de Arauca desde la Planta de Aguazul (Casanare), con el objetivo de garantizar el abastecimiento de combustibles para el departamento de Arauca. Este plan estuvo activo hasta mediados del mes de mayo, momento en el cual la Organización Terpel informó que podía atender el suministro de combustibles desde la Planta de Arauca (ver tabla 32).

TABLA 32.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Periodo	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina corriente	Total	Utilización cupo
2013-05	702.664	420.034	67.534	487.568	69,39%
2013-06	702.664	354.718	60.274	414.992	59,06%
2013-07	702.664	375.883	69.823	445.706	63,43%
2013-08	702.664	308.144	68.487	376.631	53,60%
2013-09	702.664	389.968	71.592	461.560	65,69%
2013-10	702.664	415.580	74.001	489.581	69,67%
2013-11	702.664	382.500	75.938	458.438	65,24%
2013-12	702.664	409.890	125.953	535.843	76,26%
2014-01	702.664	481.248	86.551	567.799	80,81%
2014-02	702.664	522.786	50.791	573.577	81,63%
2014-03	702.664	613.783	70.236	684.019	97,35%
2014-04	702.664	574.479	91.946	666.425	94,84%
2014-05	702.664	469.671	75.037	544.708	77,52%
Total	9.134.632	5.718.684	988.163	6.706.847	73,42%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Boyacá

El abastecimiento para el departamento de Boyacá se realiza con producto de origen nacional.

Al igual que Arauca, por problemas de orden público ocurridos durante los meses de noviembre y diciembre 2013, las estaciones de servicio de Cubará se abastecieron desde la Planta de Aguazul (Casanare).

Durante el mes de febrero de 2014 ocurrieron

problemas de orden público, razón por la cual se autorizó el plan de contingencia para el suministro de combustibles para las estaciones de servicio del departamento de Boyacá desde de la Planta de Chimitá (Santander), a fin de garantizar el abastecimiento del municipio de Cubará – Boyacá. A mediados del mes de mayo de 2014, por información suministrada por Terpel, se levanta la contingencia de abastecimiento (ver tabla 33).

TABLA 33.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Periodo	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina corriente	Total	Utilización cupo
2013-05	702.664	420.034	67.534	487.568	69,39%
2013-06	702.664	354.718	60.274	414.992	59,06%
2013-07	702.664	375.883	69.823	445.706	63,43%
2013-08	702.664	308.144	68.487	376.631	53,60%
2013-09	702.664	389.968	71.592	461.560	65,69%
2013-10	702.664	415.580	74.001	489.581	69,67%
2013-11	702.664	382.500	75.938	458.438	65,24%
2013-12	702.664	409.890	125.953	535.843	76,26%
2014-01	702.664	481.248	86.551	567.799	80,81%
2014-02	702.664	522.786	50.791	573.577	81,63%
2014-03	702.664	613.783	70.236	684.019	97,35%
2014-04	702.664	574.479	91.946	666.425	94,84%
2014-05	702.664	469.671	75.037	544.708	77,52%
Total	9.134.632	5.718.684	988.163	6.706.847	73,42%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Cesar

El abastecimiento del departamento del Cesar se realiza con producto de origen nacional, excepto el casco urbano del municipio de Río de Oro – Cesar, el cual se abastece desde las Plantas Villa del Rosario y Los Patios (Norte de Santander), por lo cual durante los meses de mayo y junio de 2013, tuvo consumos de producto importado.

Para el resto del departamento el abastecimiento no tuvo inconvenientes y se resalta el consumo a precio nacional que se presenta en algunas estaciones de servicio de los Municipios de Aguachica, San Alberto, Bosconia, El Paso, Río de Oro, Pailitas y Curumani (ver tabla 34).

El abastecimiento del departamento del Cesar se realiza con producto de origen nacional, excepto el casco urbano del municipio de Río de Oro.

TABLA 34.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Departamento	Cupo	Importado		Nacional			Total	Utilización cupo
		ACPM diesel - importado	Gasolina corriente-importado	ACPM diesel	Gasolina corriente	Gasolina extra		
2013-05	10.334.294	74.661	14.780	5.767.359	618.778	23.745	6.499.323	62,89%
2013-06	10.334.294	-	2.085	6.186.669	737.329	24.389	6.950.472	67,26%
2013-07	10.334.294	-	-	6.691.892	788.913	27.225	7.508.030	72,65%
2013-08	10.334.294	-	-	6.686.942	696.743	20.640	7.404.325	71,65%
2013-09	10.334.294	-	-	6.354.928	940.962	23.068	7.318.958	70,82%
2013-10	10.334.294	-	-	6.708.651	856.355	25.665	7.590.671	73,45%
2013-11	10.334.294	-	-	6.444.359	838.008	28.534	7.310.901	70,74%
2013-12	10.334.294	-	-	5.942.088	1.199.442	45.060	7.186.590	69,54%
2014-01	10.334.294	-	-	5.814.935	1.360.871	42.473	7.218.279	69,85%
2014-02	10.334.294	-	-	5.424.233	979.149	27.373	6.430.755	62,23%
2014-03	10.334.294	-	-	5.542.846	1.218.907	26.788	6.788.541	65,69%
2014-04	10.334.294	-	-	5.623.245	1.515.588	41.293	7.180.126	69,48%
2014-05	10.334.294	-	-	5.544.464	1.286.526	21.978	6.852.968	66,31%
Total	134.345.822	74.661	16.865	78.732.611	13.037.571	378.231	92.239.939	68,66%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Chocó

El abastecimiento para el departamento de Chocó se realiza con producto de origen na-

cional, durante el periodo en mención no se presentaron hechos que afectaran el normal suministro de combustible (ver tabla 35)

TABLA 35.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Periodo	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina corriente	Total	Utilización cupo
2013-05	513.597	98.091	229.455	327.546	63,77%
2013-06	516.178	79.451	240.094	319.545	61,91%
2013-07	516.178	69.950	196.372	266.322	51,59%
2013-08	516.178	73.020	187.537	260.557	50,48%
2013-09	516.178	102.900	144.007	246.907	47,83%
2013-10	516.178	134.620	175.577	310.197	60,09%
2013-11	516.178	167.825	141.107	308.932	59,85%
2013-12	516.178	94.684	146.240	240.924	46,67%
2014-01	516.178	127.829	166.835	294.664	57,09%
2014-02	516.178	124.620	163.180	287.800	55,76%
2014-03	516.178	95.510	150.997	246.507	47,76%
2014-04	516.178	100.077	177.155	277.232	53,71%
2014-05	516.178	63.910	178.447	242.357	46,95%
Total	6.707.733	1.332.487	2.297.003	3.629.490	54,11%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Guainía

El abastecimiento del departamento de Guainía se realiza con combustible de origen nacional.

La estación de servicio El Nuevo Navegante Vía Aeropuerto, ubicada en el municipio de Puerto Inírida (Guainía), realiza el suministro de combustible en este municipio, dado que es la única estación de servicio en operación, por lo tanto tiene el cupo total del Departamento. El abastecimiento transcurrió con normalidad (ver tabla 36)



Foto: Cerros de Mavicure Guainía Fuente: IPSE

TABLA 36.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Periodo	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina corriente	Total	Utilización cupo
2013-05	88.335	29.191	41.688	70.879	80,24%
2013-06	88.335	41.957	46.378	88.335	100,00%
2013-07	88.335	18.107	50.463	68.570	77,62%
2013-08	88.335	19.300	31.600	50.900	57,62%
2013-09	88.335	18.379	32.540	50.919	57,64%
2013-10	88.335	20.342	38.550	58.892	66,67%
2013-11	88.335	16.200	23.000	39.200	44,38%
2013-12	88.335	21.910	35.203	57.113	64,66%
2014-01	88.335	15.173	28.750	43.923	49,72%
2014-02	88.335	16.600	33.800	50.400	57,06%
2014-03	88.335	12.300	47.000	59.300	67,13%
2014-04	88.335	28.350	35.393	63.743	72,16%
2014-05	88.335	26.347	42.984	69.331	78,49%
Total	1.148.355	284.156	487.349	771.505	67,18%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de La Guajira

El departamento de La Guajira, tiene un esquema de suministro mixto, producto importado de Venezuela, y producto nacional en aquellas ocasiones cuando la República de Venezuela suspende el esquema de importación de combustible.

Las importaciones de combustible provenientes de Venezuela, empezaron a disminuir desde el mes de diciembre de 2012, hasta que a finales de mayo del 2013 se suspendió el suministro

de combustible venezolano. Para los meses de junio, julio y agosto de 2013, el departamento se abasteció con producto nacional, decayendo la utilización del cupo de zona de frontera a un 8,33% en el mes de agosto del 2013.

La Dirección de Hidrocarburos realizó acercamientos con el gobierno Venezolano y PDVSA durante los meses de agosto y septiembre de 2013, a fin de llegar a un acuerdo en el precio del producto Venezolano para el departamento de La Guajira. Es así como a principios del mes de septiembre de 2013 se reactivaron las im-

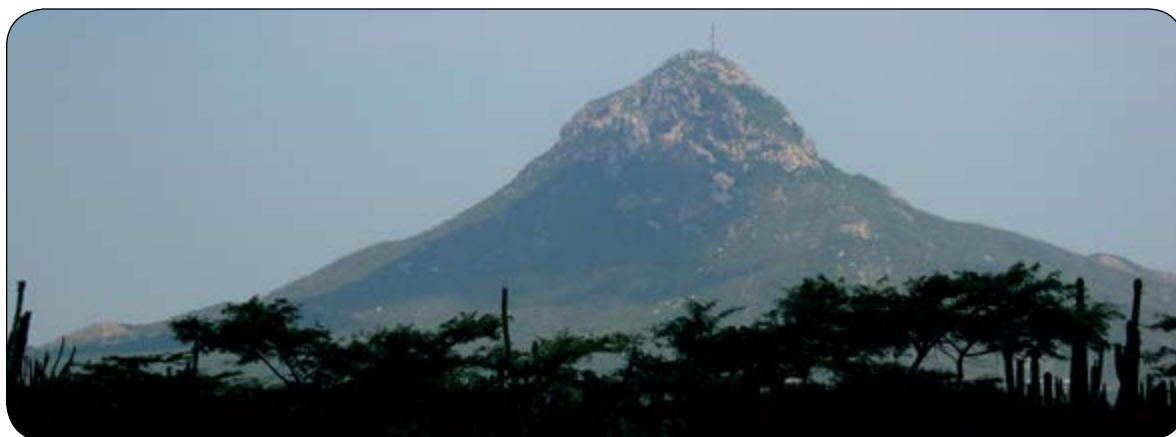


Foto: Cerro de La Teta, Uribia (La Guajira) Fuente: IPSE

portaciones de Venezuela, hasta el día de hoy. Después de la re-activación del esquema de importación, se han presentado suministros con

volúmenes menores a los acordados. Esto determinó que la utilización del cupo fuera menor al 50% en promedio (ver tabla 37)

TABLA 37.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Departamento	Cupo	Importado		Nacional			Total	Utilización cupo
		ACPM diesel - importado	Gasolina corriente - importado	ACPM diesel	Gasolina corriente	Gasolina extra		
2013-05	2.294.066	975.046	365.229	-	-	1.340.275	58,42%	62,89%
2013-06	2.294.066	222.816	105.367	102.941	24.931	456.055	19,88%	67,26%
2013-07	2.294.066	-	-	146.727	61.155	207.882	9,06%	72,65%
2013-08	2.294.066	-	-	136.083	55.063	191.146	8,33%	71,65%
2013-09	2.294.066	306.535	168.471	56.685	32.385	564.076	24,59%	70,82%
2013-10	2.294.066	932.024	320.817	13.667	5.940	1.272.448	55,47%	73,45%
2013-11	2.294.066	922.152	338.500	-	-	1.260.652	54,95%	70,74%
2013-12	2.294.066	747.428	313.340	-	-	1.060.768	46,24%	69,54%
2014-01	2.304.066	761.039	250.856	-	-	1.011.895	43,92%	69,85%
2014-02	2.304.066	957.945	240.322	-	-	1.198.267	52,01%	62,23%
2014-03	2.304.066	960.326	217.788	-	-	1.178.114	51,13%	65,69%
2014-04	2.333.399	774.808	209.691	-	-	984.499	42,19%	69,48%
2014-05	2.333.399	731.994	199.725	-	-	931.719	39,93%	66,31%
Total	29.931.524	8.292.113	2.730.106	456.103	179.474	11.657.796	38,95%	68,66%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Nariño

El abastecimiento del departamento de Nariño se realiza con combustible de origen nacional (ver tabla 38). A continuación se destacan algunos hechos acontecidos:

1. Durante el mes de septiembre de 2013, se importó 152.295 galones de ACPM
2. En el mes de octubre de 2013, el Minis-

y 166.022 galones de gasolina motor corriente provenientes de Ecuador, dado el desabastecimiento producido por los bloqueos de la vía Panamericana, principal corredor terrestre que comunica el departamento de Nariño con el interior del país.

- terio de Minas y Energía expidió la Resolución No. 90892 del 21 de octubre de 2013, para destinar 6.000 galones de combustibles para la empresa Aguas de Tumaco con el fin de normalizar el servicio de agua potable y la Resolución No. 90901 del 24 de octubre de 2013, mediante la cual se re-distribuyeron 150.500 galones para algunas estaciones de servicio de Tumaco. Estas medidas se tomaron a fin de aliviar la situación que atravesó Tumaco, a raíz de los atentados terroristas que sufrieron las torres que provee el servicio de energía eléctrica. Estas medidas tuvieron una utilización del 77.4% del volumen re-distribuido por parte de las estaciones de servicio.
3. A finales de 2013, se expidió la Resolución No. 91155 del 26 de diciembre de 2013, mediante la cual se adelantó el 20% del cupo de las estaciones de servicio de Pasto, como una medida preventiva, a fin de garantizar el abastecimiento. Esta medida tuvo una utilización del 74% por parte de las estaciones de servicio.
 4. Durante los meses de enero y febrero de 2014, se descontó el 10% del cupo respectivamente por cada mes del adelanto realizado en el mes de diciembre de 2013 para la ciudad de Pasto. Resolución 91155 de 26 de diciembre de 2013.
 5. En atención a la solicitud de la Gobernación de Nariño, la cual argumentó el desabastecimiento de combustibles líquidos durante los últimos cinco días del mes, y como medida de contingencia por el anunciado paro, en el mes de abril de 2014, el Ministerio de Minas y Energía mediante Resoluciones 90425 y 90442 del 23 y 24 de abril de 2014, respectivamente, autorizó adelantar el 25% del cupo para 315 estaciones de servicio del departamento de Nariño. El adelanto de cupo se descontará una vez se efectuó la nueva asignación de cupos.
 6. Para los meses de marzo y abril de 2014, la Dirección de Hidrocarburos autorizó en el último día del mes anterior la emisión de cumplidos de anticipados como medida temporal de alivio para abastecer el departamento oportunamente.
 7. En el mes de mayo de 2014, en común acuerdo entre las estaciones de servicio de Nariño y la Dirección de Hidrocarburos en reunión celebrada en la ciudad de Pasto, el 21 de mayo, se estableció la emisión anticipada de cumplidos en la Oficina de Control Altos de Daza, para que las estaciones de servicio pudieran cargar combustible en las Plantas de Yumbo y Mulaló (Valle del Cauca) el primer día del mes, para el abastecimiento oportuno al Departamento de Nariño.
 8. El 24 de abril de 2014, por parte de la Dirección de Hidrocarburos se dictó capacitación de revisión del cumplimiento de aspectos técnicos y documentales a funcionarios de la Gobernación de Nariño y Fuerza Pública (Policía Nacional y Ejército Nacional de Colombia), por solicitud del Gobernador de Nariño con el fin de establecer una estrategia de visitas a las estaciones de servicio del departamento.

TABLA 38.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Departamento	Cupo	Importado		Nacional			Total	Utilización cupo
		ACPM diesel - importado	Gasolina corriente - importado	ACPM diesel	Gasolina corriente	Gasolina extra		
2013-05	8.509.768	-	-	4.029.118	4.080.133	-	8.109.251	95,29%
2013-06	8.509.768	-	-	4.068.496	4.038.539	8.435	8.115.470	95,37%
2013-07	8.509.768	-	-	4.040.795	4.144.870	3.815	8.189.480	96,24%
2013-08	8.509.768	68.007	139.862	3.266.940	4.007.990	2.500	7.485.299	87,96%
2013-09	8.509.768	239.473	292.970	3.732.885	3.676.195	9.230	7.950.753	93,43%
2013-10	8.509.768	-	-	4.031.131	4.095.743	3.895	8.130.769	95,55%

Departamento	Cupo	Importado		Nacional			Total	Utilización cupo
		ACPM diesel - importado	Gasolina corriente - importado	ACPM diesel	Gasolina corriente	Gasolina extra		
2013-11	8.509.768	202.737	225.874	3.912.406	3.829.043	3.165	8.173.225	96,05%
2013-12	8.880.396	181.921	-	3.570.275	4.581.766	3.286	8.337.248	93,88%
2014-01	8.414.582	-	-	3.735.987	4.348.169	3.535	8.087.691	96,12%
2014-02	8.414.582	-	-	3.925.166	4.089.309	8.240	8.022.715	95,34%
2014-03	8.509.768	-	-	4.032.783	4.194.091	8.890	8.235.764	96,78%
2014-04	10.363.814	-	-	4.266.550	5.091.145	11.130	9.368.825	90,40%
2014-05	8.509.768	-	-	3.934.752	4.131.672	6.435	8.072.859	94,87%
Total	112.661.286	692.138	658.706	50.547.284	54.308.665	72.556	106.279.349	94,34%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Norte de Santander

El departamento de Norte de Santander, tiene un esquema de suministro mixto, producto importado de Venezuela y producto nacional.

Las importaciones de combustible provenientes de Venezuela empezaron a disminuir desde el mes de noviembre de 2012, razón por la cual se complementó el abastecimiento del departamento con producto nacional al mismo tiempo que el importado para atender la demanda del mismo.

A finales del mes de mayo de 2013, el Gobierno de Venezuela suspendió unilateralmente el suministro de combustible, dejando el abastecimiento del departamento con producto nacional a partir de junio de 2013. La Dirección de Hidrocarburos durante los meses de agosto, septiembre y octubre de 2013 realizó diferentes reuniones con representantes de Venezuela, a fin de llegar a un acuerdo en el precio del producto importado, pero no se logró respuesta positiva por parte del vecino país al respecto, a fin de activar el esquema de suministro.

Por motivo de las elecciones municipales, Venezuela ordenó cerrar la frontera por una semana, ocasionando escases de contrabando y aumento del consumo del combustible nacional. En el mes de diciembre de 2013, se expidió la Resolución No. 91150 del 23 de diciembre de 2013, mediante la cual se adelantó el cupo de los meses de enero y febrero de 2014 en un 30% para los municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario, con el fin de garantizar el abastecimiento en el área metropolitana,

medida que tuvo una utilización del 25%, por parte de las Estaciones de Servicio.

El abastecimiento de combustible en el departamento de Norte de Santander durante el 2014, se realizó con producto de origen nacional distribuido por los mayoristas; Organización Terpel y Coomulpinort, dado que el convenio de combustible importado de la República Bolivariana de Venezuela, se suspendió desde el pasado mes de mayo de 2013.

El cupo de los meses de enero y febrero de 2014, tiene el descuento del 15% para cada mes, en razón a los adelantos de cupo del 30% para los municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario otorgado en el mes de diciembre de 2013, mediante la Resolución 91150 del 23 de diciembre de 2013.

En febrero de 2014, se presentaron bloqueos por parte de los pimpineros en la ciudad de Cúcuta, y en respuesta a esta situación, el Ministerio de Minas y Energía adelantó el 10% del cupo de las estaciones de servicio a los Municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario, mediante Resolución 90238 del 25 de febrero de 2014, a fin de garantizar suministro de combustibles en estos Municipios.

El Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución no. 90567 del 27 de mayo de 2014, autorizó el adelanto del 8% del cupo correspondiente al mes de junio, para aquellas estaciones de servicio, de los municipios de Cúcuta, Los Patios y Villa del Rosario, que a la fecha de emisión de la resolución consumieron por encima del 75% del cupo. (ver tabla 39)

TABLA 39.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Departamento	Cupo	Importado		Nacional			Total	Utilización cupo
		ACPM diesel - importado	Gasolina corriente - importado	ACPM diesel	Gasolina corriente	Gasolina extra		
2013-05	3.509.555	2.036.426	718.434	441.135	17.808	3.213.803	91,57%	95,29%
2013-06	3.510.157	-	124.793	2.154.653	598.371	2.877.817	81,99%	95,37%
2013-07	3.510.157	-	-	2.438.225	789.700	3.227.925	91,96%	96,24%
2013-08	3.510.157	-	-	2.371.613	775.795	3.147.408	89,67%	87,96%
2013-09	3.510.157	-	-	2.531.706	824.123	3.355.829	95,60%	93,43%
2013-10	3.510.157	-	-	2.786.183	724.367	3.510.550	100,01%	95,55%
2013-11	3.510.157	-	-	2.751.835	778.147	3.529.982	100,56%	96,05%
2013-12	4.083.828	-	-	2.399.037	1.336.543	3.735.580	91,47%	93,88%
2014-01	3.438.603	-	-	2.536.117	796.746	3.332.863	96,92%	96,12%
2014-02	3.629.826	-	-	2.564.189	880.660	3.444.849	94,90%	95,34%
2014-03	3.476.454	-	-	2.664.895	786.816	3.451.711	99,29%	96,78%
2014-04	3.478.004	-	-	2.590.682	776.557	3.367.239	96,82%	90,40%
2014-05	3.647.508	-	-	2.724.113	864.532	3.588.645	98,39%	94,87%
Total	46.324.720	2.036.426	843.227	30.954.383	9.950.165	43.784.201	94,52%	94,34%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Putumayo

Durante el mes de mayo de 2013, algunos alcaldes del departamento del Putumayo, se reunieron con el Ministro de Minas y Energía y la Dirección de Hidrocarburos, solicitando adoptar la medida de restringir el cupo en el departamento para ser utilizado en el 70% para gasolina motor corriente y 30% ACPM. Esta medida se solicitó fundamentada en que los carrotanques que transportan crudos estaban consumiendo el cupo de las estaciones de servicio, dejando a la población del Putumayo sin el beneficio de combustibles en zonas de frontera.

Teniendo en cuenta lo anterior, se autorizó durante los meses de junio y julio de 2013, la medida de restringir el cupo en uso del 70% gasolina motor corriente y 30% ACPM para los municipios de Mocoa, Colón, Puerto Caicedo, Puerto Guzmán, Santiago, San Francisco, Sibundoy, San Miguel, Valle del Guamuez y Villagarzón.

Durante el mes de julio los Alcaldes de los municipios de Mocoa, Puerto Caicedo y Sibundoy, ratificaron la solicitud de mantener la medida del 70/30.



Foto: Piñña Negra (Putumayo) Fuente: IPSE

El Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 72466 del 2 de septiembre de 2013, expidió el Plan de Abastecimiento para las estaciones de servicio del departamento del Putumayo, este plan contempla como centro de abastecimiento la Planta de Puerto Asís (Putumayo), con esta medida se busca evitar el desvío de combustible y se puso en marcha a partir del 1 de noviembre de 2013.

Durante el mes de diciembre de 2013, el alcalde de Puerto Asís solicitó la aplicación de la medida del 70/30 en su municipio debido a la problemática de abastecimiento y la falta de cupo, por tal razón la Dirección de Hidrocarburos la autorizó.

El municipio de Mocoa, tuvo la medida de uso del cupo en 70% para gasolina corriente y 30% para diésel, hasta el 31 de marzo de 2014, por solicitud del Alcalde de Mocoa se procedió a levantarla.

A principios del mes de mayo de 2014, se presentaron bloqueos y situaciones de orden público que imposibilitaron el abastecimiento de combustible entre las plantas de Neiva (Huila) y Puerto Asís (Putumayo), lo que generó desabastecimiento en la planta principal del

departamento del Putumayo, por lo tanto la Dirección de Hidrocarburos procedió a tomar las siguientes medidas:

1. Coordinar en conjunto con Ecopetrol S.A., la importación de combustible proveniente de Ecuador. Dicha importación no se realizó por inconvenientes con la póliza para transportar combustibles entre los dos países. Es importante aclarar que la Dirección tramitó los permisos, con las Instituciones relacionadas y se realizó la respetiva solicitud con el Ministro de Recursos no Renovables del Ecuador.
2. Se activó el Plan de Contingencia para el Putumayo, autorizando el abastecimiento de combustibles desde la Planta de Mula-ló (Valle del Cauca) para las estaciones de servicio del departamento. Esta medida surtió efecto positivo dado que algunas estaciones de servicio se abastecieron de combustible durante el tiempo que duraron los bloqueos.
3. La situación de desabastecimiento y bloqueos en las vías se solucionó a finales de mayo cuando se levantaron los bloqueos y se normalizó el orden público.

TABLA 40.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Periodo	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina corriente	Total	Utilización cupo
2013-05	1.317.712	906.540	702.042	1.608.582	122,07%
2013-06	1.317.712	668.678	815.064	1.483.742	112,60%
2013-07	1.317.712	870.316	744.542	1.614.858	122,55%
2013-08	1.317.712	711.055	710.906	1.421.961	107,91%
2013-09	1.317.712	629.138	738.930	1.368.068	103,82%
2013-10	1.317.712	891.155	692.502	1.583.657	120,18%
2013-11	1.317.712	785.168	764.649	1.549.817	117,61%
2013-12	1.317.712	854.739	847.228	1.701.967	129,16%
2014-01	1.317.712	746.226	830.136	1.576.362	119,63%
2014-02	1.317.712	791.734	784.860	1.576.594	119,65%
2014-03	1.317.712	731.906	773.657	1.505.563	114,26%
2014-04	1.317.712	731.010	819.700	1.550.710	117,68%
2014-05	1.317.712	569.719	782.049	1.351.768	102,58%
Total	17.130.256	9.887.384	10.006.265	19.893.649	116,13%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Vaupés

El abastecimiento para el departamento de Vaupés se realiza con producto de origen na-

cional y durante el periodo en mención no se presentaron hechos que afectaran el normal suministro de combustible (ver tabla 41).

TABLA 41.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Periodo	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina corriente	Total	Utilización cupo
2013-05	66.810	8.831	24.995	33.826	50,63%
2013-06	66.810	7.270	15.427	22.697	33,97%
2013-07	66.810	14.532	29.654	44.186	66,14%
2013-08	66.810	7.397	21.787	29.184	43,68%
2013-09	66.810	8.630	26.056	34.686	51,92%
2013-10	66.810	10.407	21.648	32.055	47,98%
2013-11	66.810	10.777	29.047	39.824	59,61%
2013-12	66.810	12.580	30.220	42.800	64,06%
2014-01	66.810	19.055	22.442	41.497	62,11%
2014-02	66.810	39.490	21.320	60.810	91,02%
2014-03	66.810	38.082	24.577	62.659	93,79%
2014-04	66.810	49.257	27.708	76.965	115,20%
2014-05	66.810	43.400	25.259	68.659	102,77%
Total	868.530	269.708	320.140	589.848	67,91%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

Departamento de Vichada

El abastecimiento para el departamento de Vichada se realiza con producto de origen na-

cional, durante el periodo en mención no se presentaron hechos que afectaran el normal suministro de combustible (ver tabla 42).



Foto: Puerto Carreño (Vichada) Fuente: IPSE

TABLA 42.
CONSUMOS DE MAYO 2013 A MAYO DE 2014

Periodo	Cupo	Diesel ACPM	Gasolina corriente	Total	Utilización cupo
2013-05	66.810	8.831	24.995	33.826	50,63%
2013-06	66.810	7.270	15.427	22.697	33,97%
2013-07	66.810	14.532	29.654	44.186	66,14%
2013-08	66.810	7.397	21.787	29.184	43,68%
2013-09	66.810	8.630	26.056	34.686	51,92%
2013-10	66.810	10.407	21.648	32.055	47,98%
2013-11	66.810	10.777	29.047	39.824	59,61%
2013-12	66.810	12.580	30.220	42.800	64,06%
2014-01	66.810	19.055	22.442	41.497	62,11%
2014-02	66.810	39.490	21.320	60.810	91,02%
2014-03	66.810	38.082	24.577	62.659	93,79%
2014-04	66.810	49.257	27.708	76.965	115,20%
2014-05	66.810	43.400	25.259	68.659	102,77%
Total	868.530	269.708	320.140	589.848	67,91%

Cifras en galones
Fuente: SICOM

2.2.10. Programa de Reconversión Socio Laboral - PRSL

El programa de reconversión socio laboral para la población dedicada al comercio ilícito de combustibles en los departamentos de zonas de frontera con la República Bolivariana de Venezuela y la República del Ecuador, tiene cobertura en 30 municipios de los departamentos de La Guajira, Norte de Santander, Arauca, Vichada, Guainía y Nariño, mediante alianzas institucionales con las Cámaras de Comercio de La Guajira y Arauca, las gobernaciones de La Guajira y Norte de Santander, las alcaldías de Riohacha, Cúcuta, Puerto Carreño, Puerto Inírida, Ocaña, Ábrego, 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 (ver tabla 43).

El programa busca brindar una opción de negocio diferente a la venta ilícita de combustibles.

TABLA 43.
COBERTURA DE PROGRAMA DE RECONVERSIÓN SOCIO LABORAL

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 Ábrego.
Arauca	Arauca, Arauquita, Saravena
Vichada	Puerto Carreño y Amanaven.
Guainía	Puerto Inírida.
Nariño	Ipiales.

Fuente. Ecopetrol S.A

Los objetivos esenciales del programa son brindar una opción de negocio diferente a la venta ilícita de combustibles, y generar un cambio de actividad y de actitud en la población objetivo hacia otras actividades productivas y competitivas en la región que favorezcan la cultura de la legalidad y la institucionalidad.

De acuerdo con los censos realizados desde el 2011 se identificaron 8.600 personas de-

dicadas al comercio ilícito de combustibles ubicadas así: 1.198 en La Guajira, 4.046 en Norte de Santander, 698 en Arauca, 117 en Vichada, 140 en Guainía, 1.290 en Ipiales, Cumbal, Carlosama y Pupiales (Nariño) y 780 en La Paz (Cesar).

En cuanto a los resultados de los Programas de Reconversión socio laboral, desarrollados en los diferentes departamentos zonas de frontera durante el periodo mayo de 2013 a mayo de 2014, se resalta lo siguiente:

Del total censado de 8.600 personas dedicadas al comercio ilícito de combustible a lo largo de los territorios de zona de frontera, 2.800 personas abandonaron la actividad ilícita a mayo de 2013. A estos se sumaron 513 personas durante el periodo comprendido entre mayo de 2013 y mayo de 2014, relacionadas por región en la tabla 44.

TABLA 44.
PERSONAS QUE ABANDONARON ACTIVIDAD ILÍCITA
MAYO 2013-MAYO 2014

Departamentos	Mayo 2013 - Mayo 2014
LA GUAJIRA	33
NORTE DE SANTANDER	292
ARAUCA	45
VICHADA	28
NARIÑO	115
Total	513

Fuente: Dirección de Hidrocarburos, MinMinas. Ecopetrol S.A.

Durante el funcionamiento del PRSL hasta mayo de 2013, se formaron 4.688 personas en habilidades para el empleo y formación de empresa. Desde mayo de 2013 a mayo de 2014, se han formado 548 personas tal como se detalla en la tabla 45.

Hasta la fecha, el PRSL ha invertido recursos por valor de \$13.668.000.000 proveniente de ECOPETROL y del Ministerio de Minas y Energía, dentro de los convenios marco DHS-224-09 y 521 1706 de diciembre 5 de 2012, distribuidos en las diferentes fases del proceso (Sensibilización, formación, financiación e incubación).

TABLA 45.
PERSONAS FORMADAS ENTRE MAYO 2013 Y MAYO 2014

Departamentos	Mayo 2013 - Mayo 2014
LA GUAJIRA	8
NORTE DE SANTANDER	269
ARAUCA	120
VICHADA	36
NARIÑO	115
Total	548

Fuente: Dirección de Hidrocarburos, MinMinas. Ecopetrol S.A.

2.3. GAS

2.3.1. Transporte de gas natural

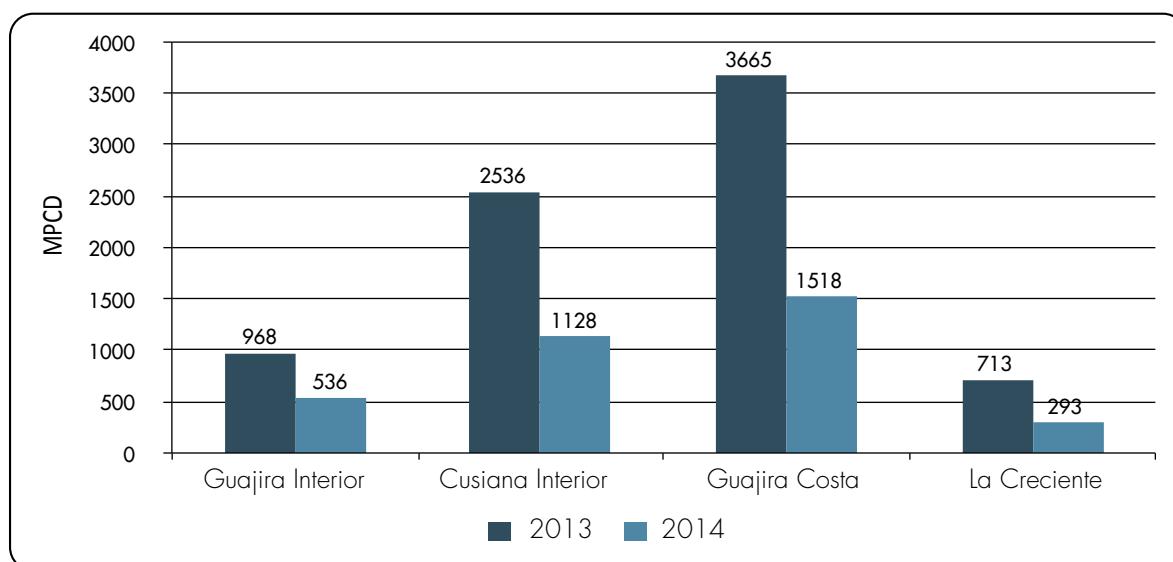
Durante el año 2013, el volumen de gas natural transportado desde los principales campos productores del país, fue de 7.881 MPCD¹³, del cual un 46% fue transportado hacia el interior del país.



En la tabla 23 se presentan las cantidades de gas transportadas:

¹³ Millones de Pies Cúbicos Día

GRÁFICA 23.
VOLÚMENES DE GAS TRANSPORTADOS EN 2013 Y 2014



Fuente: Concentra

De enero a mayo de 2014, se han transportado desde los mismos campos, 3.475 MPCD aproximadamente.

2.3.2. Proyectos sector gas combustible

PROMIGAS S.A E.S.P

De acuerdo a la información suministrada por la empresa, para 2014 se tienen previstos los siguientes proyectos de la tabla 46.

TABLA 46.
PROYECTOS PROMIGAS

Código proyecto	Descripción proyecto	Presupuesto	Ejecutado
GM-237	Adecuación Gasoducto	5.580	1.714
GC-073	Construcción gasoducto entre los ríos Palomino y Don Diego, en 24", longitud estimada de 6km, para aumentar la capacidad de transporte.	1.329	8.586
GC-077	Construir un gasoducto para transportar 60 millones de pies cúbicos	26.011	607
GC-080	Construcción de microplanta para licuado de gas	10.369	10.421
GC-089	Construir una variante para evitar las zonas de alta consecuencia	1.693	-
GC-069	Construcción de gasoducto para atender proyectos de expansión y nuevos requerimientos de los clientes de la zona industrial de Mamonal	3.612	96
GC-093	Instalación de sistema de filtración en la Estación Arenosa	56	-
Total		48.649	21.424

Fuente: Promigas

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL – TGI

Proyectos ejecutados año 2013

De acuerdo a la información suministrada por la empresa, dentro de los proyectos más importantes desarrollados durante el 2013, se encuentra el aumento de la capacidad de producción en Cusiana, cuya inversión ascendió aproximadamente a \$18 mil millones

Proyectos programados para el año 2014

Para el 2014 la empresa tiene previsto realizar importantes inversiones en nuevos proyectos de expansión. Dentro de estos se resalta la construcción del sistema de transporte para la co-

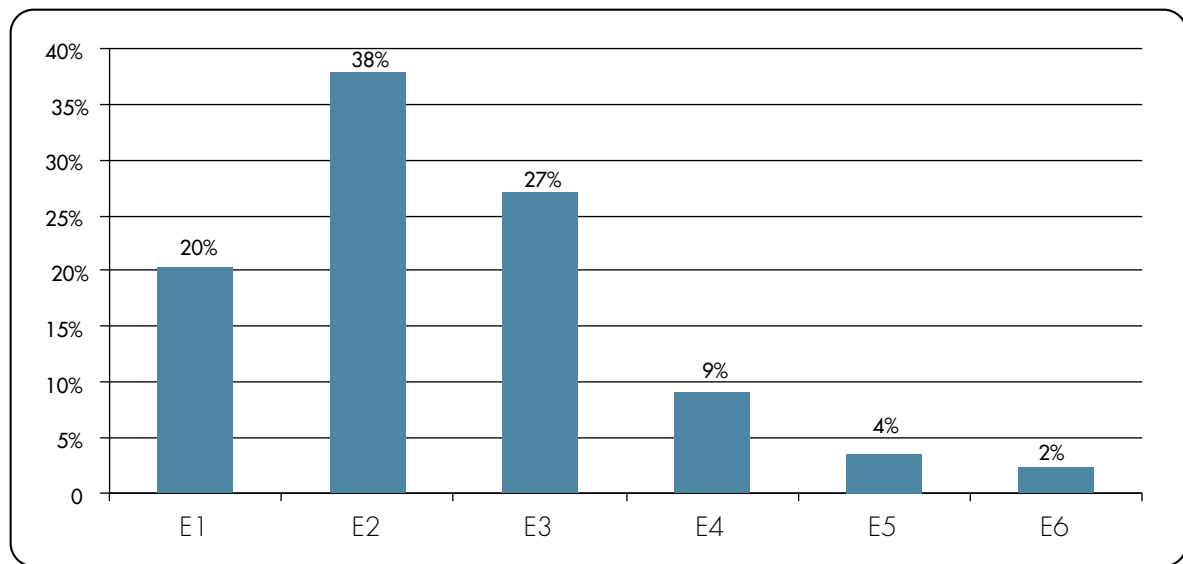
nexión con Venezuela, que asciende a la suma de los \$ 9.500 millones. Así mismo se destaca la construcción de los sistemas regionales de transporte Noroccidental y Suroccidental cuyo costo asciende a los \$25mil millones.

2.3.3. Distribución de gas natural

Al mes de marzo de 2014, un total de 7.248.482 de usuarios, ubicados en 875 poblaciones del país, cuentan con el servicio de gas natural, esto es 138 poblaciones más que las registradas durante 2013. Este importante crecimiento se debe en gran medida a los proyectos cofinanciados con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento.

En la gráfica 24 se detallan la clasificación de usuarios residenciales por estrato:

GRÁFICA 24.
USUARIOS RESIDENCIALES POR ESTRATO



Fuente: Empresas Distribuidoras – Consolida MME

Como se observa en la gráfica anterior, la mayor participación porcentual la tiene el estrato 2 con un 38% seguido por el estrato 3 con el 27%.

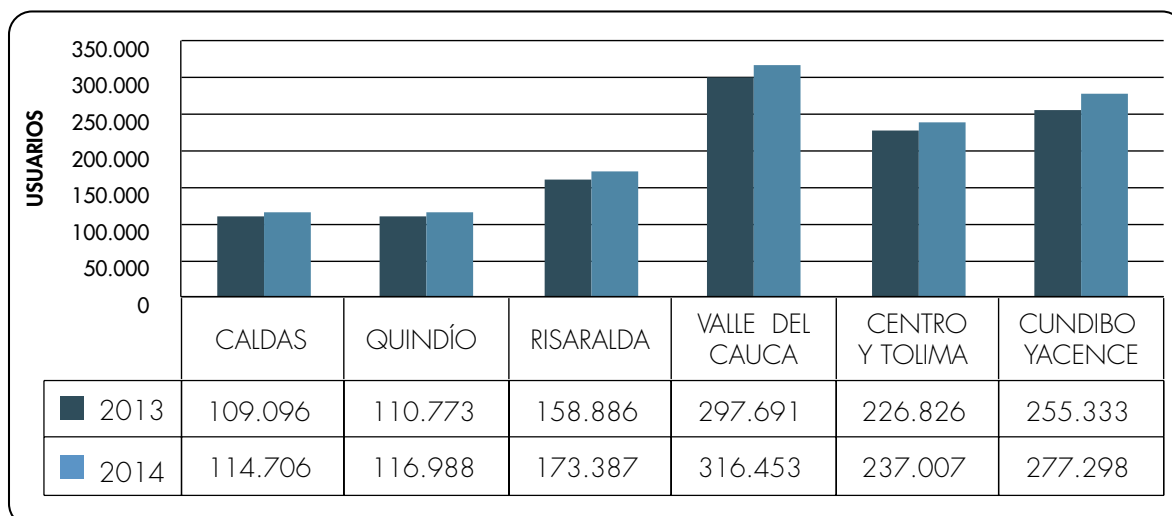
2.3.4. Áreas de servicio exclusivo de gas natural

En el primer trimestre de 2014, las poblaciones contempladas en las denominadas Áreas de Servicio Exclusivo de Gas Natural – ASE's

cuentan con un total de 1.235.839 usuarios, que comparados con los 1.158.605 usuarios del mismo periodo de 2013, representan un incremento del 6.6%.

Este incremento resulta significativo teniendo en cuenta que se trata de mercados maduros que ya están en etapa de saturación de redes. En la gráfica 25 se presenta el comparativo departamental para los años 2013 y 2014:

GRÁFICA 25.
USUARIOS ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE GAS NATURAL



Fuente: Sistema de información ARGOS

2.3.5. Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI

En ejercicio de las funciones asignadas por el Decreto 0381 de 2012 relativas a la administración del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI, la Dirección de Hidrocarburos otorgó, durante 2013, subsidios a usuarios del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por red de estratos 1 y 2 por valor de \$314,9 mil millones.

Para el efecto expidió los actos administrativos que se detallan en la tabla 47.

TABLA 47.
SUBSIDIOS OTORGADOS AÑO 2013

Resolución	Valor
90212 del 21 de marzo de 2013	\$99.099.000.000
90477 del 25 de junio de 2013	\$65.119.000.000
90577 del 24 de julio de 2013	\$3.245.000.000
90882 del 18 de octubre de 2013	\$67.912.300.000
91086 del 12 de diciembre de 2013	\$51.257.700.000
91176 del 31 de diciembre de 2013	\$26.289.615.021
Total	\$314.922.615.021

Fuente: Dirección de Hidrocarburos, Ministerio de Minas y Energía

2.3.6. Fondo Especial Cuota de Fomento

Entre julio de 2013 y enero de 2014 el Ministerio de Minas y Energía como administrador del Fondo Especial Cuota de Fomento, mediante Resoluciones 90543 de julio de 2013, 90717 de septiembre 02 de 2013 y 90049 del 15 de enero de 2014, asignó recursos por valor de \$24.230.202.508 para ejecutar proyectos de infraestructura de distribución y conexiones de gas natural, en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Caldas, Cauca, Cundinamarca, Nariño, Norte de Santander, Putumayo, Quindío, Risaralda y Valle del Cauca.

Se presenta el detalle de cada proyecto en la tabla 48.

Minminas asignó
\$24.230.202.508
para proyectos de
infraestructura, dis-
tribución y conexio-
nes de gas natural.

TABLA 48.
PROYECTOS CON RECURSOS ASIGNADOS EN 2013 y 2014, FECF

Item	Proyecto	Departamento	Municipio	Solicitante	Total asignado
1	Conexiones de usuarios de menores ingresos	VALLE DEL CAUCA	Santiago de Cali, Andalucía, Ansermanuevo, Buga, Bugalagrande, Caicedonia, Candelaria, Cartago, Cerrito, Florida, Ginebra, Guacarí, La Unión, Jamundi, La Victoria, Obando, Palmira, Pradera, Roldanillo, San Pedro, Sevilla, Tuluá, Yumbo y Zarzal	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	4.184.807.142
2	Conexión de usuarios de menores ingresos	ANTIOQUIA	Puerto Nare	EPM	222.240.000
3	Conexión de usuarios de menores ingresos	ANTIOQUIA	Jericó, Jardín, Frontino Y Cañas Gordas	EPM	422.928.000
4	Conexiones de usuarios de menores ingresos	CUNDINAMARCA	La Mesa Anapoima, El Colegio, Viota, Anolaima, Chachipay, Choachi, Fomeque y Ubaque	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	830.554.284
5	Redes de distribución (GNC)	BOYACÁ	Boavita, Uvita	GASUR S.A. E.S.P.	1.430.474.717
6	Redes de distribución (GNC)	BOYACÁ	Soatá	GASUR S.A. E.S.P.	1.932.342.756
7	Construcción plan de conexión usuarios de menores ingresos	CAUCA Y VALLE DEL CAUCA	CAUCA: Caloto, Corinto, Guachené, Miranda, Padilla, Puerto Tejada, Santander de Quilichao, Villarrica. VALLE DEL CAUCA: Andalucía, Ansermanuevo, Buenaventura, Buga, Bugalagrande, Caicedonia, Cali, Calima Darien, Candelaria, Cartago, El Cerrito, Florida, Ginebra, Guacarí, Jamundi, La Unión, La Victoria, Obando, Palmira, Pradera, Rio Frío, Roldanillo, San Pedro, Sevilla, Toro, Trujillo, Tuluá, Versailles, Vijes, Yumbo, Zarzal	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	923.761.720
8	Construcción plan de conexión usuarios de menores ingresos	ANTIOQUIA	Apartadó, Carepa, Chigorodó, Donmatias, Necoclí, San Pedro, Santa Rosa y Turbo	EPM E.S.P.	376.704.000
9	Construcción plan de conexión usuarios de menores ingresos	CUNDINAMARCA Y TOLIMA	CUNDINAMARCA: Albán, Cabrera, Chaguani, Guayabal de Siquima, Jerusalem, La Peña, Nariño, Nilo, Nocaima, Pandi, Pasca, Puli, Quebrada Negra, Quipile, San Bernardo, San Francisco, San Juan de Riosco, Sasaima, Supatá, Tibacuy, Utica, Venecia, Vergara, Viani TOLIMA: Cajamarca, Cunday, Dolores, Murillo, San Antonio, Santa Isabel, Suárez, Villarrica	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E. S. P.	1.658.254.760

Item	Proyecto	Departamento	Municipio	Solicitante	Total asignado
10	Construcción plan de conexión usuarios de menores ingresos	CALDAS, QUINDÍO Y RISARALDA	CALDAS: Anserma, Balcázar, Chinchiná, Neira, Palestina, Riosucio, Risaralda, San José, Supia, Viterbo. QUINDÍO: Circasia, Filandia, La Tebaida, Montenegro, Quimbaya, Salento. RISARALDA: Apía, Balboa, Belén de Umbría, Guática, La Celia, La Virginia, Marsella, Quinchía, Santa Rosa de Cabal, Santuario.	EFIGAS S.A. E.S.P.	1.021.980.149
11	Construcción plan de conexión usuarios de menores ingresos	CÓRDOBA, BOLÍVAR Y SUCRE	CORDOBA: Cotorra, El porvenir, La apartada, Lórica, Los córdobas, Puerto escondido, San antero, San Carlos, San José de Uré, Montería. BOLÍVAR: Clemencia, Mahates, María la Baja, Santa Catalina, Talaiga Nuevo, Turbaco, Cartagena	SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	706.327.116
13	Implementación de gas natural por redes	SANTANDER	California, Surata, Charta, Charta, Vetas y Tona	PROVISERVICIOS S.A. ESP	5.956.612.478
14	Gas para hogares Norte Santandereanos	NORTE DE SANTANDER	El Zulia y Sardinata	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	471.460.282
15	Construcción gasoducto urbano domiciliario	PUTUMAYO	Municipio De Villagarzón y El Centro Poblado de Puerto Umbria	SURGAS S.A. E.S.P.	2.400.598.596
16	Conexión de usuarios de menores ingresos	CUNDINAMARCA	Pacho	G8 PROYECTOS ENERGÉTICOS S.A. E.S.P.	256.974.336
17	Implementación del proyecto de conexión al servicio público de gas natural potenciales suscriptores de estrato 1 y 2	NARIÑO	San Juan de Pasto	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E. S.P.	935.176.518
Total					23.731.196.854

Fuente: Dirección de Hidrocarburos –Min/Minas-



Estos proyectos se encuentran en ejecución y se espera beneficiar aproximadamente 106.046 nuevos usuarios en los departamentos mencionados.

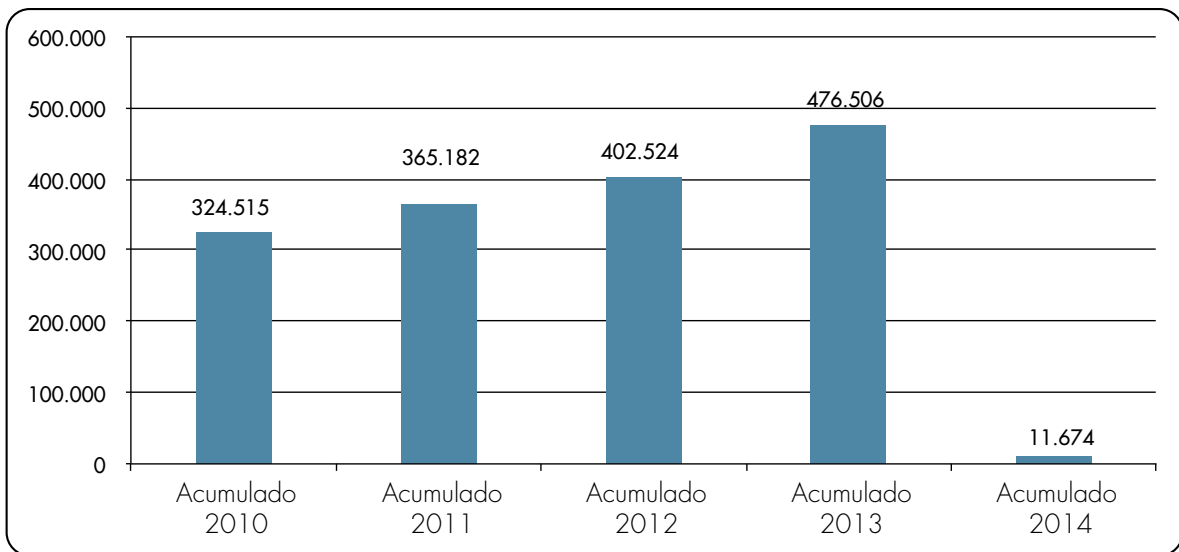
2.3.7. Gas natural vehicular y estaciones de servicio de GNCV

Con base en la información suministrada por los organismos certificadores, al mes de diciembre de 2013 se han convertido en el país 476.506

vehículos; en lo corrido del 2014 se han convertido 11.674 vehículos en todo el país.

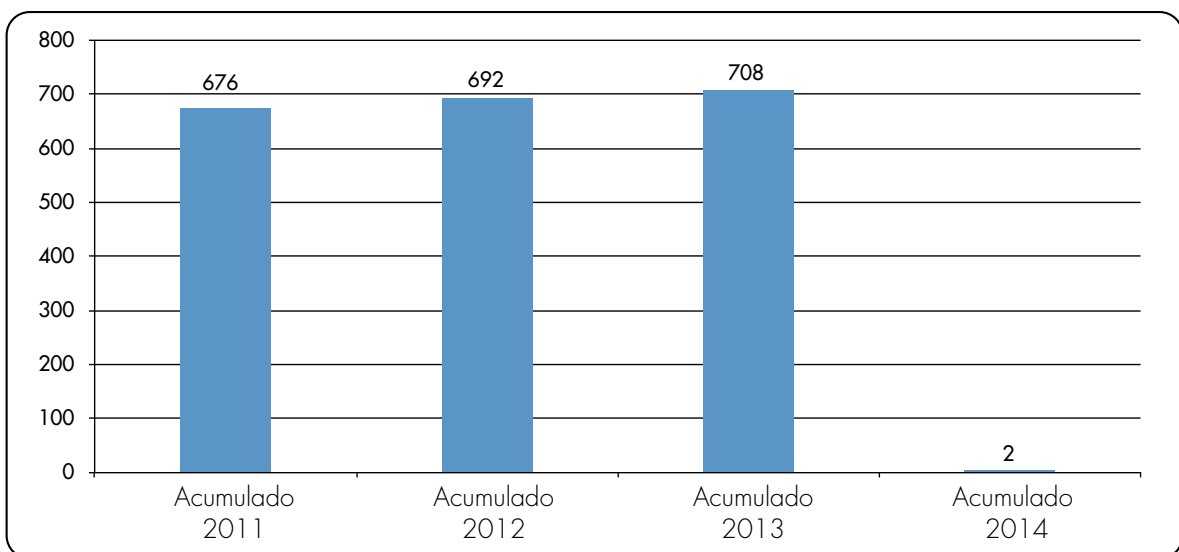
Así mismo, en cuanto a infraestructura de estaciones de servicio, al 31 de diciembre de 2013 el país contaba con 708 estaciones, 16 más de las registradas para el mismo mes de 2012. Con corte al mes de mayo de 2014 han iniciado operaciones dos estaciones de servicio. En las gráficas 26 y 27 se muestra el número de vehículos convertidos a gas natural y las estaciones de servicio durante los últimos años:

GRÁFICA 26.
VEHÍCULOS CONVERTIDOS A GNCV



Fuente: Organismos Certificadores – Consolida MinMinas

GRÁFICA 27.
ESTACIONES DE SERVICIO DE GNCV



Fuente: Estaciones de Servicio de GNCV – Consolida MinMinas

REGLAMENTACIÓN EN MATERIA DE GAS NATURAL

Reglamento de Instalaciones Internas de Gas Natural

Mediante Resolución 90902 de 2013, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Reglamento Técnico para Instalaciones Internas de Gas Combustible, en el cual se establecen los requisitos que se deben cumplir en las etapas de diseño, construcción y mantenimiento de las instalaciones para suministro de gas combustible destinadas a uso residencial, comercial e industrial, en orden a la prevención y consecuente reducción de riesgos de seguridad para garantizar la protección de la vida y la salud.

Con la expedición de este reglamento, el Gobierno Nacional busca, entre otras medidas, permitir que los usuarios puedan elegir al organismo acreditado que realice la revisión periódica de la instalación interna, cumpliendo con los requerimientos técnicos que para el efecto señala la normatividad vigente.

REGULACIÓN EN MATERIA DE GAS NATURAL

Mercado Mayorista de Gas Natural en Colombia



Tras varios años de análisis y estudios, en 2013 la **Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG**¹⁴ reglamentó los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas natural. Así mismo, en 2013 la CREG liberó el precio del gas natural puesto en punto de entrada al sistema nacional de transporte.

Con base en estas reglas, a finales de 2013 los productores-comercializadores y los comercializadores de gas natural realizaron negociaciones de suministro de gas para cubrir gran parte de la demanda nacional hasta el año 2018.

La CREG adoptó la reglamentación definitiva sobre los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural. Esta resolución contiene el conjunto de disposiciones aplicables a las negociaciones del suministro y del transporte del gas natural utilizado efectivamente como combustible que se realicen en el mercado primario y en el mercado secundario. En particular se establece lo siguiente:

- Los servicios a cargo del gestor del mercado que será el ente responsable de la prestación de los servicios de gestión del mercado primario y del mercado secundario.
- Modalidades de contratos permitidas en el mercado primario y en el secundario.
- Requisitos mínimos de los contratos de suministro y de transporte.
- Participantes del mercado primario y del secundario.
- Mecanismos de comercialización en el mercado primario y en el secundario.

En aplicación de las disposiciones establecidas en esta resolución, la CREG adoptó las resoluciones mediante las cuales se estableció el cronograma aplicable para la comercialización del gas natural en el mercado primario en el año 2013.

De otra parte, la CREG expidió la resolución con la que se liberó el precio del gas natural

¹⁴ Comisión de Regulación de Energía y Gas

puesto en punto de entrada al sistema nacional de transporte. Esta medida aplica al principal campo de producción de gas del país (i.e. campo de la Guajira), el cual estaba sometido a tope de precios desde que inició su producción a finales de 1970. Con esta medida se pone en igualdad de condiciones, en materia de régimen de precios, a todos los campos de producción de gas del país. Es decir, tanto los campos existentes como los nuevos no están sujetos a tope de precio alguno.

Con base en estas reglas, a finales de 2013 los participantes del mercado negociaron gran parte del gas que se consumirá de 2014 a 2018. En general, en estas negociaciones se observaron menores precios de compra de gas con respecto a los precios pactados en años anteriores.

Cabe anotar que en la página web de la CREG (www.creg.gov.co) se creó el enlace "Nuevo Marco Regulatorio Comercialización Mercado Mayorista de Gas Natural" en el que se publica la regulación y los documentos relacionados con el mercado mayorista de gas natural. Esto incluye los conceptos emitidos por la CREG sobre la regulación del mercado mayorista de gas natural.

En 2014 la CREG analizará los resultados observados en la aplicación de las disposiciones emitidas y de ser necesario se realizarán los ajustes a que haya lugar. También se analizarán algunas observaciones presentadas por los participantes del mercado, tendientes a mejorar la aplicación de las disposiciones para ajustar, si es del caso, con el fin de mejorar su aplicación.

Gestor del mercado de gas natural

El gestor del mercado es una nueva figura del mercado de gas natural en Colombia que se definió en el nuevo marco regulatorio del sector expedido en el 2013¹⁵. El gestor del mercado prestará servicios encaminados a facilitar

15 Resolución CREG 089 de 2013

las transacciones del mercado y a consolidar información relacionada con el mercado de gas para su publicación.

Durante el año 2013 la Comisión definió las reglas para la selección del gestor del mercado con la premisa de que debe estar sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre competencia, al igual que las condiciones en que prestará sus servicios asegurando la neutralidad, la transparencia, la objetividad y la total independencia del prestador de los mismos¹⁶.

La implementación del gestor del mercado permitirá que todos los participantes tengan pleno conocimiento de las condiciones generales en que opera el mercado de gas natural.

Así las cosas, la disponibilidad de información contribuirá con el desarrollo de un mercado más competitivo.

Conforme a lo anterior, el 8 de noviembre de 2013 se dio apertura al primer proceso de selección del gestor del mercado¹⁷.

En el 2014, la CREG expidió la resolución para dar apertura al proceso de selección y se establecen reglas con base en las cuales se realizará este proceso, adicionalmente se inició un segundo proceso de selección del gestor, el cual se encuentra en etapa de calificación.

DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS

Metodología de distribución de gas combustible por redes de tubería

La Comisión, a lo largo del año 2013, realizó las actividades tendientes a definir la metodología con que se remunerará la actividad de distribución de gas en el siguiente periodo ta-

16 Resolución CREG 124 de 2013

17 Resolución CREG 150 de 2013



rifario. Con esta metodología se establece las condiciones bajo las cuales los agentes podrán presentar sus solicitudes tarifarias.

Entre los cambios relevantes se encuentra el pasar de la metodología de costo medio de mediano plazo, en donde para determinar los cargos se utilizan proyecciones de inversión y de demanda realizadas por las empresas, a una de costo medio histórico o corte transversal, la cual considera demandas reales obtenidas en los mercados en el último año y el total de la inversiones ejecutadas en el mercado a la misma fecha, quitando de esta manera la incertidumbre en las proyecciones de demanda. Así mismo, contempla que las áreas de servicio exclusivo una vez terminen sus contratos de concesión con el Ministerio de Minas y Energía deberán aplicar dicha metodología

Para la vigencia 2014 la CREG presenta propuesta de ajuste a la Resolución 202 de 2013 con la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería, esto antes del inicio de su aplicación.

Metodología de comercialización de gas combustible por redes de tubería

La Comisión divulgó una complementación a la propuesta de metodología para remunerar la comercialización de gas combustible por redes de tubería que había sido publicada en años anteriores.

Con esta propuesta se busca establecer incentivos para que los agentes en los procesos de comercialización consigan mejores precios para sus usuarios. Esta misma propuesta se hizo extensiva a las áreas de servicio exclusivo.

Fórmula tarifaria aplicable a usuarios regulados del servicio público de gas combustible por redes de tubería.

Con respecto a la fórmula tarifaria de gas, la Comisión publicó resoluciones de consulta, con el propósito de presentar algunas modificaciones a las propuestas inicialmente presentadas para la fórmula tarifaria.

Entre los cambios contemplados está la introducción de mecanismos de incentivos para que los comercializadores compren las cantidades el gas con destino a la demanda regulada de forma eficiente. Esto teniendo en cuenta que el costo de estas cantidades es trasladado al usuario mediante la componente "G" de la fórmula tarifaria.

Finalmente, la CREG definió las formulas tarifarias definitivas aplicables a los usuarios de gas y a los usuarios de este mismo combustible en las áreas de servicio exclusivo

Confiabledad de Gas Natural

La Comisión, a lo largo del año realizó estudios sobre la viabilidad de los proyectos de plantas de regasificación presentados en el 2012 con el objetivo de expedir una solución a la confiabilidad del sistema.

El propósito del nuevo análisis era determinar la vía adecuada para solucionar el problema, beneficiando a la demanda y garantizando viabilidad financiera del proyecto.

Se expidió una resolución en consulta que posteriormente tuvo ajustes y fue publicada como definitiva en junio de 2013, que busca mitigar



el riesgo para el primer segmento. Mediante esta resolución se aprobó un ingreso regulado para las plantas térmicas que decidieran generar por medio de Gas Natural Importado (GNI). Para esto debían constituir un vehículo jurídico que permitiera adjudicar el proyecto de construcción de una planta de regasificación en el atlántico.

Adicionalmente la CREG expidió en el 2014 la Resolución mediante la cual se define el ingreso regulado del Gas Natural Licuado (GNL).

Aprobación cargos de distribución

Durante el año 2013 se atendieron 77 solicitudes tarifarias de las cuales se expidieron 60 resoluciones incluidos 14 recursos de reposición, que aprobaron cargos de gas combustible por redes de tubería para 187 municipios y beneficiando a 247.000 usuarios.

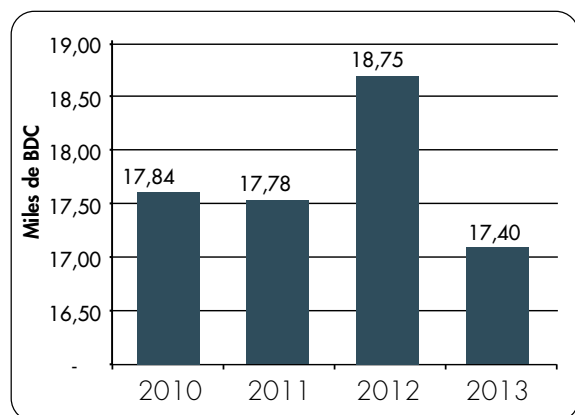
En lo corrido de 2014, la CREG ha aprobado cinco solicitudes tarifarias, beneficiando a 11 municipios y 7.976 usuarios.

GAS LICUADO DE PETRÓLEO –GLP

De acuerdo con la información suministrada por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, el promedio de producción de GLP durante los años 2010 al 2013 es de 17,9 Miles de Barriles Calendario.

En la gráfica 28 se muestra el indicador de producción obtenido durante estos años:

GRÁFICA 28.
PRODUCCIÓN GLP

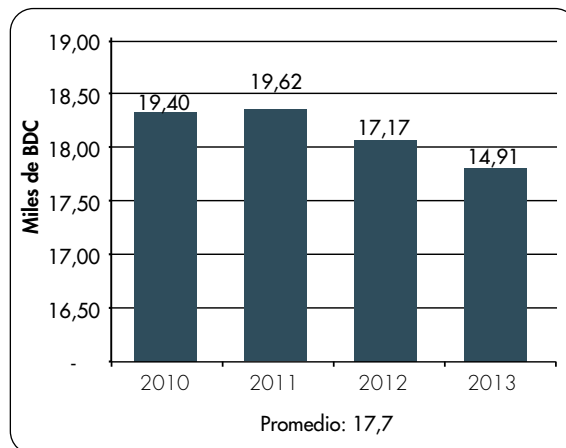


Fuente: UPME

En cuanto al consumo de GLP en miles de barriles, éste disminuyó en un 20% durante los años 2010 al 2013 arrojando así un promedio de consumo del 17,7 barriles/día.

En la gráfica 29 se detalla el consumo durante estos años:

GRÁFICA 29.
CONSUMO DE GLP



Fuente: UPME

PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE GLP POR REDES

Para la vigencia 2014, fueron apropiados en el presupuesto del Ministerio de Minas y Energía \$30 mil millones para promover y cofinanciar proyectos dirigidos a la presentación del servicio público de gas combustible a través del desarrollo de infraestructura de gas licuado del petróleo – GLP por red a nivel nacional.

Para tal fin, mediante Resolución 90032 del 13 de enero de 2014 se definieron los requisitos de presentación de los proyectos dirigidos a la presentación del servicio público de gas combustible a través del desarrollo de infraestructura de gas licuado de petróleo – GLP por red de tubería a nivel nacional; además, se adoptó el procedimiento aplicable a la evaluación de los mismos y la metodología para el cálculo del índice de priorización.

Así mismo, con la Resolución 90083 del 20 de enero de 2014, se aprobaron cinco solicitudes de cofinanciación de proyectos elegibles para el desarrollo de infraestructura de GLP por redes a nivel nacional, los cuales se encuentran en ejecución y se detallan en la tabla 49.

TABLA 49.
PROYECTOS EN EJECUCIÓN – GLP POR REDES

Empresa ejecutora	Convenio no.	Objeto	Firma del convenio	Vigencia del convenio	Valor del proyecto	Valor asignado por MME
SURGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P	77	Construcción propanoducto domiciliario para los municipios de Páez (Belalcazar, Rio Chiquito, Itabie) E Inza, En El Departamento De Cauca	22 de enero de 2014	20 de diciembre de 2014	\$4.512.471.121	\$1.995.198.883
PROVISERVICIOS S.A. E.S.P	89	Implementación de gas licuado de petróleo- GLP por redes para el municipio de Galán-Nariño	22 de enero de 2014	20 de diciembre de 2014	\$2.895.945.757	\$1.429.410.304
INS - INGENIERIA Y SERVICIOS S.A. E.S.P	93	Implementación del servicio de gas GLP por redes en el municipio de Ospina Nariño	23 de enero de 2014	23 de enero de 2014	\$565.319.669	\$345.319.669
	94	Implementación del servicio de gas GLP por redes en el municipio de Sapuyes	23 de enero de 2014	23 de enero de 2014	\$583.734.023	\$368.674.821
	95	Proyecto Implementación del servicio de gas GLP por redes en el municipio de Gualmatan del departamento de Nariño	23 de enero de 2014	23 de enero de 2014	\$755.518.064	\$447.307.717

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

SUBSIDIOS AL CONSUMO DE GLP DISTRIBUIDO EN CILINDROS

Con el fin de implementar una política pública de asignación de subsidios a consumos de gas licuado del petróleo distribuido por cilindro, cuyo origen se presenta en el artículo 368 de la Constitución Política y se establecen posteriormente en la Ley 142 de 1994, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2195 del 7 de octubre de 2013

Como fase inicial del programa, en el año 2013 se desarrolló un programa piloto que inició el 9 de octubre y finalizó el 8 de diciembre de 2013 en su etapa de implementación. Los

beneficiarios de este programa piloto fueron los estratos socioeconómicos 1 y 2 ubicados en los municipios de El Doncello, El Paujil, Puerto Rico y San Vicente del Caguán en el departamento de Caquetá, Cumbal, Guaitarilla, Ipiales, La Unión, Samaniego, Sandoná y San Andrés de Tumaco en el departamento de Nariño, y Orito, Puerto Asís, Valle del Guamuez y Villagarzón en el departamento de Putumayo.

Para el año 2014, debido al éxito de la nueva metodología de asignación de subsidios al consumo de GLP, a partir del 9 de junio de 2014 se amplió el programa a los usuarios de los estratos 1 y 2 que residen en los de-



partamentos de Caquetá, Nariño, Putumayo y el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Como consecuencia de la ampliación, los potenciales beneficiarios de este programa son 362.641 hogares de estrato 1 y 87.778 hogares de estrato 2 para un total de 444.419 hogares de los departamentos antes mencionados.

ASPECTOS REGLAMENTARIOS EN MATERIA DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO, GLP

Durante la vigencia 2013 y lo transcurrido del año 2014, se continuó con el proceso de revisión de la reglamentación técnica expedida por el Ministerio de Minas y Energía en materia de GLP y a continuación se presentan los proyectos trabajados:

- Proyecto de resolución “Por la cual se modifica la Resolución 180196 de 2006, mediante la cual se expide el reglamento técnico para cilindros y tanques estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de Gas Licuado del Petróleo, GLP, y sus procesos de mantenimiento”.
- Proyecto de resolución “Por la cual se expide el reglamento técnico aplicable, a los depósitos, expendios y puntos de venta de cilindros de GLP”.
- Proyecto de resolución “Por la cual se

expide el reglamento técnico aplicable al recibo, almacenamiento y entrega del Gas Licuado del Petróleo –GLP.

- Proyecto de resolución “Por la cual se modifica la Resolución número 180581 de 2008 que contiene el reglamento técnico para plantas de envasado de Gas Licuado del Petróleo”.

REGULACION EN MATERIA DE GAS LICUADO DEL PETROLEO - GLP

En los últimos años la CREG ha adoptado medidas para fortalecer la regulación de cada una de las actividades que se requieren para prestar el servicio público domiciliario de gas licuado de petróleo

El objetivo es garantizar el suministro adecuado para atender la demanda y formalizar la industria para promover la competencia en la distribución y comercialización minorista por la vía de la calidad y seguridad en la prestación del servicio para beneficio de los usuarios.

En tal sentido la CREG publicó en el 2013, la resolución con las bases conceptuales mediante las cuales se definirá el nuevo período tarifario asociado a la remuneración del GLP para los comercializadores mayoristas. Adicionalmente, se trabajó en la definición de los requisitos y las reglas de medición del GLP a lo largo de toda la cadena, y en una propuesta para hacer seguimiento a la competencia de las actividades

de distribución y comercialización minorista a través de calidad.

El Ministerio de Minas y Energía adelantó una tarea de apoyo técnico y jurídico que contempló análisis y estudios con relación a la aplicabilidad de un esquema de subsidios dentro de la prestación del servicio público de GLP en cilindros de acuerdo con lo previsto en la normativa de dicho servicio público.

Comercialización mayorista de GLP

De acuerdo con la metodología que se aplica desde el 2008 para remunerar al comercializador mayorista, se publicaron las bases conceptuales sobre las cuales la CREG desarrollará la nueva metodología de remuneración del producto.

El Ministerio de Minas y Energía adelantó una tarea de apoyo técnico y jurídico que contempló análisis y estudios con relación a la aplicabilidad de un esquema de subsidios.

El objetivo principal de la nueva metodología es dar la señal de precio del producto nacional y/o importado que garantice la disponibilidad del GLP como parte de la oferta energética nacional y como una alternativa limpia, confiable y segura en diferentes aplicaciones (domiciliarias, industriales, comerciales, automotrices, entre otras).

Con respecto a las reglas para hacer las transacciones de GLP al por mayor, se desarrolló una forma reglada de asignación del producto con precio regulado proveniente de las fuentes de producción nacional, a través de ofertas públicas de cantidades (OPC).

Como resultado de esta forma de asignación, desde el 2011 se han llevado a cabo diez OPC, obteniendo en cada una los resultados expuestos en la tabla 50.

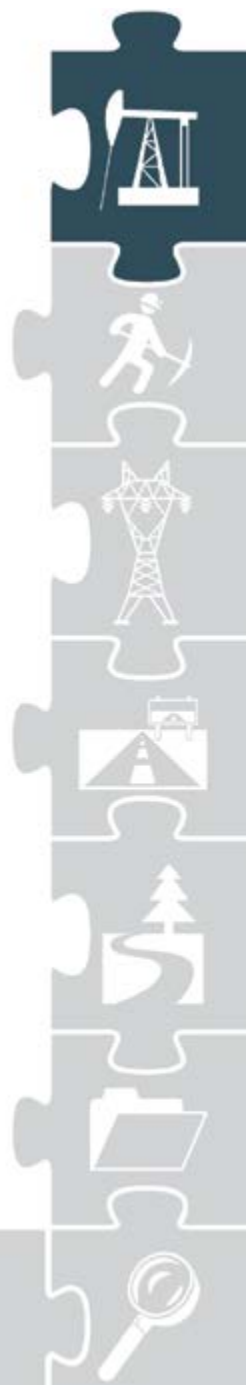
TABLA 50. ASIGNACIÓN DE OPC

No. OPC	Plazo cubierto	Cantidad ofertada [kg]	Cantidad asignada [kg]
1	Octubre a diciembre de 2011	129.013.516	127.528.506
2	Enero a marzo 2012	131.538.920	125.499.786
3	Abril a junio de 2012	177.635.156	144.891.747
4	Julio a septiembre de 2012	187.893.330	144.162.741
5	Octubre a diciembre de 2012	170.721.961	141.528.940
6	Enero a marzo 2013	188.800.518	128.412.997
7	Abril a junio de 2013	212.275.052	115.660.613
8	Julio a septiembre de 2013	204.546.855	117.941.960
9	Octubre a diciembre de 2013	177.412.036	117.065.945
10	Enero a marzo 2014	158.488.074	118.212.198

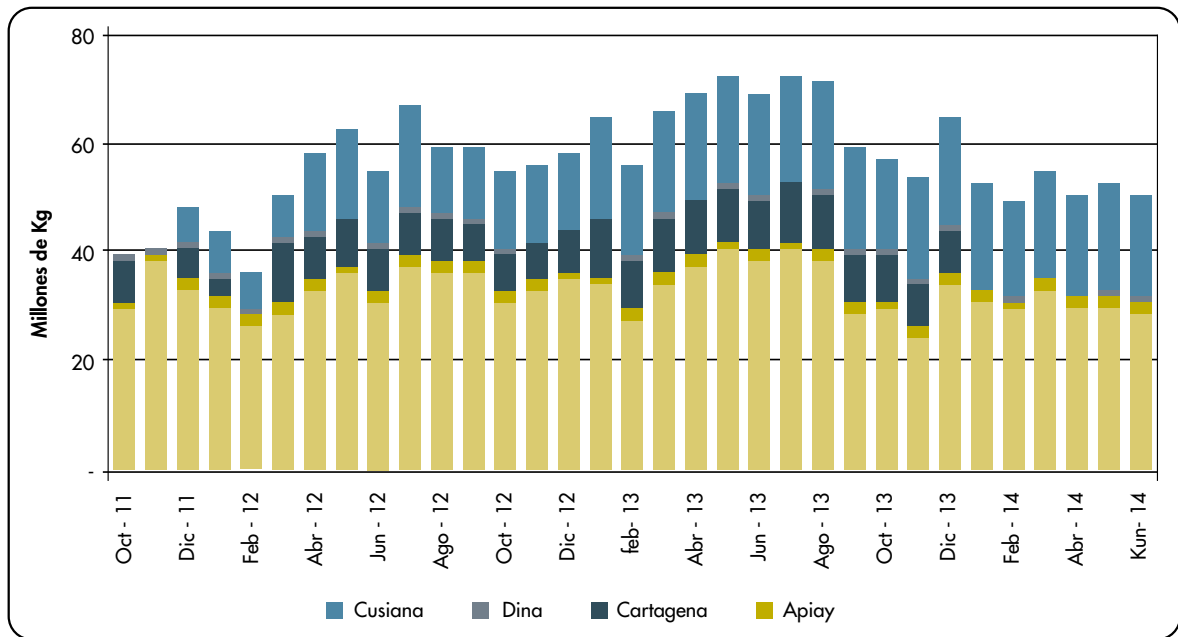
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Las cantidades asignadas en estas OPC han sido en promedio del 90% de la demanda nacional. Los resultados de este esquema regulatorio han permitido conocer el balance oferta demanda de manera anticipada, lo cual deja

ver que existe suficiente garantía de abastecimiento de la demanda actual e incluso excedentes disponibles para otros usos o para la exportación (ver gráfica 30)



GRÁFICA 30.
BALANCES DE OFERTA DEMANDA ANTICIPADA



Fuente: Ecopetrol – Análisis CREG

Para el 2014 la CREG expidió la Resolución de Consulta sobre ajustes al reglamento de comercialización mayorista.

Programa recolección y eliminación del parque universal de cilindros

La CREG diseñó un programa detallado para la recolección y eliminación gradual de cilindros universales replazándolos por cilindros marcados propiedad de cada distribuidor, de acuerdo con lo ordenado por la Ley 1151 de 2007.

De forma paralela, durante el período de transición se implementó un programa de reposición y mantenimiento para los tanques estacionarios utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de GLP, que finalizó el 31 de octubre de 2013.

Como resultado de todo el proceso de transición y período de cierre se recogieron 6,18 millones de cilindros universales de los cuales 4,91 millones fueron destruidos

por no cumplir con las condiciones técnicas reglamentarias y 1,61 millones fueron adecuados. Así mismo, se introdujeron 6,65 millones de cilindros nuevos marcados con lo cual se llegó a 8,26 millones de cilindros marcados a noviembre de 2012.

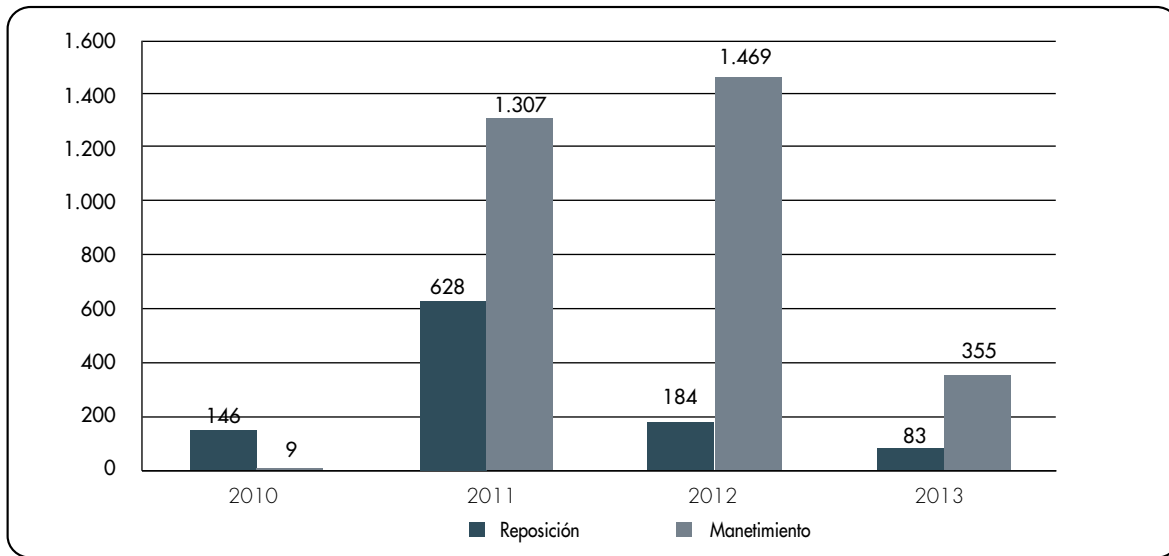
En el caso de la reposición y mantenimiento de tanques estacionarios se efectuó la reposición de 1.106 tanques y el mantenimiento de 3.148.

Los recursos del margen recaudados para este esquema fueron de \$174.776 millones de los cuales, a 31 de diciembre de 2013, se invirtieron \$172.107 millones en el esquema de cambio de universales a marcados, en el programa de reposición y mantenimiento de tanques estacionarios, así como en capacitaciones a los usuarios con respecto a los cambios regulatorios y

los costos administrativos y financieros del esquema establecidos en la regulación (ver gráfica 31).

Se implementó un programa de reposición y mantenimiento para los tanques estacionarios utilizados en la prestación de GLP.

GRÁFICA 31.
TANQUES ESTACIONARIOS



Fuente: Interventoría – Análisis CREG

En el 2014, la CREG, vio la necesidad de ampliar el plazo de ejecución de los recursos del margen de seguridad, para lo cual expidió una resolución de consulta y agotados los términos de la misma, expidió la resolución definitiva con los nuevos plazos.

Distribución de GLP

Para reforzar el esquema de prestación de servicio de GLP a través de la marca, la Comisión estableció que a partir del 1 de julio de 2012 no pueden circular cilindros universales con o sin gas en el territorio nacional y sólo lo deben hacer los cilindros marcados.

El objetivo es que los agentes o terceros no realicen conductas de forma ilegal e lícita que afecten la prestación del servicio público de GLP en aspectos como la implementación del esquema de responsabilidad de marca, la calidad y seguridad en la prestación del servicio, las responsabilidades y obligaciones que tienen las empresas en la prestación del servicio, y las garantías y de-

La Comisión estableció que a partir del 1 de julio de 2012 no pueden circular cilindros universales con o sin gas en el territorio nacional.

rechos que tienen los usuarios en la relación contractual con las empresas.

La Comisión expidió para consulta una resolución en la cual se adoptan medidas para destruir los cilindros universales en poder de las empresas y usuarios así como los incautados por incumplimiento de la prohibición u otra norma de policía.

Calidad en la prestación del servicio

La definición de la remuneración de las actividades de la prestación del servicio de GLP debe estar relacionada con unas condiciones de calidad. En distribución y comercialización minorista, el

esquema tarifario y la prestación del servicio a través de un esquema de marca y responsabilidad la calidad es un elemento de competencia que permite a los usuarios elegir el prestador de acuerdo a su satisfacción. Con base en lo anterior, en el año 2013 se desarrolló una nueva propuesta explicada en un taller realizado en el mes de septiembre.

Aprobación cargos de transporte

Por solicitud de la empresa CENIT, sobre la revisión del cargo de transporte se avanza en la definición de los mismos. Adicionalmente se publicó para consulta la resolución para definir el acceso a la infraestructura de transporte de gas licuado de petróleo por ductos.

Minas



Minas



El Gobierno Nacional en el marco de los objetivos de crecimiento económico sostenible, estableció en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 tres grandes pilares: 1) la innovación, las políticas de competitividad y productividad, y el impulso a las locomotoras para el crecimiento y la generación de empleo. En este último, se incluyó al sector minero energético como una de dichas locomotoras. Es así como se formularon cuatro objetivos estratégicos para aprovechar el potencial minero energético de forma económica, social y ambientalmente sostenible, y así avanzar en la prosperidad del país.

Entre los objetivos estratégicos se definió el siguiente:

1. CUMPLIMIENTO OBJETIVO ESTRATÉGICO PND - CREAR INSTITUCIONALIDAD Y MECANISMOS QUE GARANTICEN UNA MINERÍA RESPONSABLE Y COMPETITIVA

1.1. REALIZAR UNA REFORMA INSTITUCIONAL QUE

GARANTICE LA EFICIENCIA, TRANSPARENCIA, MAYOR INVERSIÓN Y MEJOR FISCALIZACIÓN MINERA

En el Plan Nacional de Desarrollo se identificó la necesidad de fortalecer institucionalmente al sector minero, cuyo ritmo y forma de crecimiento estaba desbordando la capacidad del Estado, dejando importantes rezagos en términos de institucionalidad, formalización, y consolidación industrial. Asimismo, se identificó como una de las prioridades de la locomotora minero energética el desarrollo de las actividades de manera sostenible bajo estándares ambientales y en busca de generación de prosperidad social. Adicionalmente, se hizo relevante mejorar la coordinación interinstitucional con los sectores de ambiente, interior y transporte para identificar rutas afines de trabajo y avanzar en los temas que desde el sector minero afectan de manera transversal a estos sectores.

Teniendo en cuenta lo anterior, se creó una nueva institucionalidad minera que está atendiendo los desafíos que le impone el desarrollo de la minería en Colombia. Así pues, la institucionalidad del sector minero colombiano incluye al Ministerio de Minas y Energía (MME), 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 Sociales, así como a las siguientes entidades adscritas en el tema minero:

- Agencia Nacional de Minería- ANM
- Servicio Geológico Colombiano- SGC
- Unidad de Planeación Minero Energética- UPME.

Como ya se mencionó, la principal apuesta del sector fue su reestructuración, de manera que se fortalecieran las entidades existentes y se crearan unas nuevas con el objetivo de lograr una adecuada especialización de funciones y eficiencia en las competencias del Estado frente a la actividad. En noviembre de 2011 se creó la Agencia Nacional de Minería, cuya entrada en operación se presenta en mayo de 2012. Asimismo, se distribuyeron y aclararon las funciones de cada una de las entidades involucradas.

- El Ministerio de Minas y Energía tiene como función principal 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 la Gobernación de Antioquia.
- La Agencia Nacional de Minería, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, fue creada con el claro objetivo de administrar el recurso minero del país y de promover y fomentar la actividad minera. Estas actividades incluyen la contratación, fiscalización y seguimiento y control 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 minera.

- El Servicio geológico Colombiano, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía tiene la función propia de servicio geológico del país, focalizada en el incremento del conocimiento geológico nacional, identificación y monitoreo de las amenazas geológicas y evaluación de los riesgos asociados a éstas.
- 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.

Hoy
se puede
decir que el país
cuenta con una
institucionalidad
joven, pero moderna.

De esta forma, la nueva institucionalidad minera permitió establecer estrategias para la disminución de los tiempos de respuesta en la contratación, aumentar la cobertura de la fiscalización minera de manera integral y establecer estrategias de seguridad y control. Hoy se puede decir que el país cuenta con una institucionalidad joven, pero moderna como se muestra en la gráfica 1.



GRÁFICA 1.
INSTITUCIONALIDAD MINERA



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

1.2. ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO MINERO DE MANERA EFICIENTE Y TRANSPARENTE

Teniendo en cuenta las funciones otorgadas a la autoridad minera se presentan a continuación los principales avances en el marco de las estrategias que se diseñaron para fortalecer el sector y posicionarlo como un pilar de crecimiento económico.

1.2.1. Titulación minera

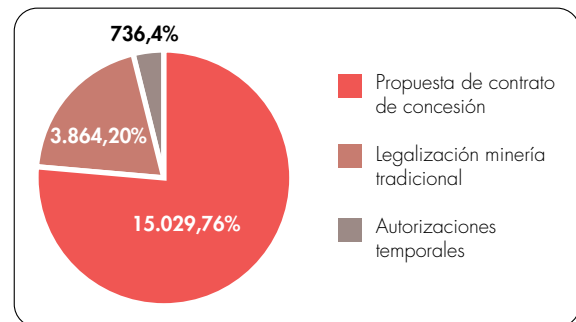
1.2.1.1 Plan de descongestión

La transformación institucional y la implementación de la nueva Agencia, la cual entra en operación a mediados del 2012, sumado a la suspensión de términos para recibir solicitudes de contrato de concesión y de legalización de minería tradicional adoptada mediante Resolución 180099 del 2 de febrero de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, explican en gran medida el comportamiento de las cifras alcanzadas en los procesos de contratación y titulación minera.

Una de las principales acciones que se em-

prendieron durante el periodo de gobierno fue la implementación del Plan de Descongestión. El objetivo de este plan de choque fue resolver 19.629 solicitudes mineras que desde hace más de cuatro décadas, hasta el 2 de febrero de 2011, estaban sin evacuar, esto en respuesta a la necesidad de tener una actividad minera transparente y eficiente. La distribución por tipo de trámite de dichas solicitudes se dividió entre contratos de concesión, autorizaciones temporales, solicitudes de legalización de minería de hecho y tradicional se presenta en la gráfica 2.

GRÁFICA 2.
DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE TRÁMITE

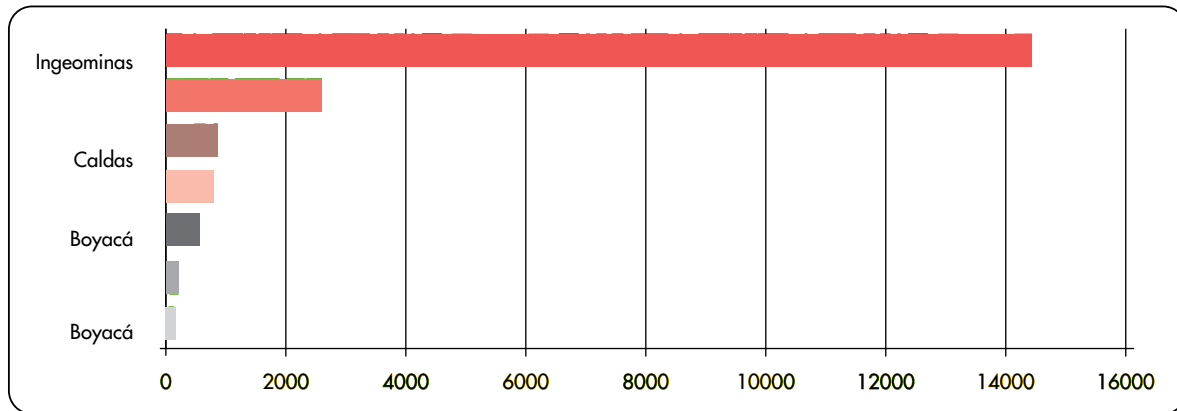


Fuente: Agencia Nacional de Minería

Del total de solicitudes, el 74% (14.452) estaban bajo la competencia de Ingeominas (hoy Servicio Geológico Colombiano, SGC), y el 26% restante (5.177) estaban bajo la respon-

sabilidad y competencia de las gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander, tal como se muestra en la gráfica 3.

GRÁFICA 3.
DISTRIBUCIÓN DE SOLICITUDES EN TRÁMITE



Fuente: Agencia Nacional de Minería

El Plan de descongestión fue abordado en dos etapas:

Etapas

Etapas
Contempló actividades como incorporar 21.600 documentos aportados por los solicitantes en los expedientes mineros, hacer una depuración del Catastro Minero Colombiano y actualización en el Registro Minero Nacional -RMN- de las coberturas geográficas, correspondientes a zonas de exclusión y zonas de restricción de conformidad con lo dispuesto por el artículo 34 de la Ley 685 de 2001, modificado por el artículo 3 de la Ley 1382 de 2010, y el artículo 35 de la Ley 685 de 2001.

Etapas

Incluyó evaluaciones técnico-jurídicas de las solicitudes mineras, las cuales partieron de dos criterios: evacuación de solicitudes con superposición total con títulos anteriores o zonas de minería excluida, y evacuación de presenta-

ción de las solicitudes.

Entre los principales resultados del Plan de Descongestión, a 31 de mayo de 2014, según la modalidad de los trámites (propuestas de contrato de concesión, autorizaciones temporales y solicitudes de legalización), se destacan que fueron resueltas de fondo 15.142 de ellas, lo cual representa el 77% del total.

De la revisión realizada se han otorgado 1.515 títulos, es decir, 10% de las solicitudes resueltas.

De la revisión realizada se han otorgado 1.515 títulos, es decir, 10% de las solicitudes resueltas, de estos, 1.251 fueron contratos de concesión, 110 autorizaciones temporales y 154 para legalización de minería tradicional. En cuanto al restante 90% fue archivado por superposición de áreas, falta de documentación, capacidad legal e incumplimiento de requisitos establecidos en el Código de Minas. Finalmente, a la fecha quedan pendientes por evacuar 4.487 solicitudes, de las cuales un 88% son solicitudes de contratos y un 12% para legalización de minería tradicional.

En la tabla 1 y 2 se presenta el estado de las solicitudes por modalidad:



TABLA 1.
SOLICITUDES RESUELTAS A MAYO DE 2014

Modalidad	Rechazadas	Títulos	Total
1 Propuestas de contrato	9.868	1251	11.119
2 Autorizaciones temporales	626	110	736
3 Legalización	3.133	154	3.287
Total	13.627	1.515	15.142

Fuente: Agencia Nacional de Minería

TABLA 2.
SOLICITUDES POR RESOLVER

Modalidad	No.
1 Propuestas de contrato	3.904
2 Autorizaciones temporales	0
3 Legalización	583
Total	4.487

Fuente: Agencia Nacional de Minería

1.2.1.2 Implementación de herramientas para garantizar transparencia y control

En el 2013 el Radicador Web entró en funcionamiento como un mecanismo con reglas claras y un proceso estandarizado y transparente para la radicación de las solicitudes mineras. Con esto buscamos garantizar al usuario minero la resolución de las solicitudes de acuerdo con la premisa de “primero en el tiempo, primero en el derecho”, así como el acompañamiento de los organismos de control. Se han recibido 4.488 nuevas solicitudes, de las cuales 415 fueron resueltas, 77 títulos otorgados y 388 solicitudes rechazadas.

1.2.2. Fiscalización

Es importante destacar que el proceso de fiscalización pasó de un control correctivo a preventivo, contribuyendo a una cultura organizacional empresarial de cumplimiento de obligaciones. De tal manera, se hicieron visitas y evaluaciones integralmente al 100% de los títulos mineros gracias al programa de fiscalización integral que se puso en marcha finalizan-

do el 2012. Los títulos asignados al proceso de apoyo a la fiscalización son 9.043 para el primer ciclo y para el segundo ciclo 10.161 (al 31 de diciembre). Con relación al primer ciclo se tienen 8.443 evaluaciones documentales, 7.991 inspecciones de campo, 8.261 informes de fiscalización integral realizados. En cuanto al segundo ciclo, que inició en noviembre de 2013, se tienen 7.793 evaluaciones documentales, 7.070 y 4.826 informes de fiscalización integral elaborados.

1.2.3. Mejorar la seguridad minera



A inicios del periodo de gobierno, el Ministerio de Minas y Energía elaboró y adoptó la Política Nacional de Seguridad Minera. En dicho documento se establecieron los pilares en busca del mejoramiento de la seguridad minera, así como los lineamientos de prevención de la ocurrencia de accidentes. Desde 2010 a abril de 2014, se han realizado 2.435 visitas de seguridad minera a títulos mineros, mediante las cuales se imponen medidas necesarias con el fin de controlar los riesgos detectados y evitar accidentes.

Las principales estrategias que se implementaron desde inicios de la política de seguridad minera, contemplaron las siguientes actividades:

- Capacitación y formación en seguridad minera, salud ocupacional, supervisión minera e instalaciones eléctricas en minas bajo tierra, así como implementación de medidas para captura de información, formación de personal para atención de emergencias que corresponde a la formación y actualización de socorredores mineros, auxiliares de salvamento y

mecánicos de equipos; y la formación de líderes en gestión de seguridad y salvamento minero que está dirigida a los funcionarios de la autoridad minera.

- Atención de emergencias mineras
- Fortalecimiento de Grupo de Seguridad y Salvamento Minero de la ANM.

Como resultado de estas actividades, durante el cuatrienio se ha logrado mejorar la seguridad en la actividad minera, hecho reflejado en una reducción del 53% en el número de fatalidades.

1.2.4. Incrementar la productividad en la pequeña y mediana minería - formalización minera

En el marco de esta estrategia, debe tenerse en cuenta que desde el funcionamiento de la ANM se formuló el programa de Pymes mineras, cuyo objetivo es el de facilitar y fomentar el desarrollo de la pequeña y mediana minería de una manera amigable con el medio ambiente y socialmente sostenible. Entre las acciones que se han desarrollado se tienen en cuenta las siguientes:

- Programa de capacitación, asistencia técnica y difusión de buenas prácticas mineras orientado al mejoramiento de la actividad de la pequeña y mediana minería.
- Jornadas de socialización orientadas al mejoramiento de la actividad de la pequeña y mediana minería
- Mesas de concertación

Desde inicios del periodo de gobierno, el Ministerio de Minas y Energía ha acompañado a los mineros informales a través de jornadas de formalización que incluían capacitación en el marco normativo general; oferta institucional y acompañamiento

mediante el consultorio minero ambiental, en el cual se presta asesoría personalizada en casos puntuales a mineros y se realiza un análisis de alternativas para solución de la problemática expuesta; asesoría en formulación de proyectos para el pequeño minero; apoyo a conformación de grupos asociativos y fortalecimiento de empresa. Adicionalmente, se cuenta con asesoría en normatividad ambiental.

Como principales resultados se cuenta con 8.295 mineros capacitados en áreas de reducción y/o eliminación de uso de mercurio, en normas y competencias minero-ambientales, en seguridad e higiene minera; el desarrollo de dos diplomados mineros y funcionarios en Medellín y Bogotá y dos seminarios Responsabilidad Social Territorial en Manizales y Cali; 75 jornadas sobre buenas prácticas mineras; igualmente, comprometidos con la erradicación del trabajo infantil en minería, se identificaron los menores trabajadores en este sector, 10.000 niños colombianos en peores formas de trabajo / 5.000 sector minero, y se gestionó la inversión de US\$ 9 millones para combatir trabajo infantil con apoyo del Departamento de Trabajo de EEUU.

Es importante destacar que el Ministerio de Minas y Energía diseñó la política de formalización minera de manera participativa con las regiones. Dicha política tiene ocho líneas de acción estratégicas. En el marco de esto, se caracterizaron 804 unidades de producción minera desde los componentes legal, minero, ambiental, empresarial y social en siete zonas piloto en el territorio colombiano, de las cuales, el 10% son títulos mineros, el 53% están acogidas a un proceso de legalización y el 37% son unidades mineras laborando sin ninguna clase de autorización.

Entre los resultados a destacar, se toma en consideración que en el municipio antioqueño de Buriticá se firmaron cinco subcontratos de

Se formuló el programa de Pymes mineras, cuyo objetivo es el de facilitar y fomentar el desarrollo de la pequeña y mediana minería.

formalización, al amparo de la Ley 1658 de 2013 sobre uso y comercialización del mercurio y el Decreto Reglamentario 480 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía. Estos fueron suscritos entre la empresa Continental Gold y cinco asociaciones que cuentan con 300 pequeños mineros informales afiliados. Ello fue posible gracias a la expedición del Decreto 480 de 2014, reglamentario de la Ley 1658 de 2013, que establece esta modalidad de los subcontratos como una forma de avanzar en los procesos de formalización minera.

1.2.5. Política para el desarrollo minero y la conservación del medio ambiente

En el marco de la política de desarrollo minero sostenible se creó la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales, al interior del MME, cuya función principal es la coordinación interinstitucional y participación institucional en la gestión sostenible y en la formulación de políticas de sostenibilidad del sector minero energético, así como su implementación y en el monitoreo y seguimiento socio-ambiental y de riesgos del sector.

Igualmente, como instrumento de coordinación y articulación, se tiene la Agenda Ambiental Interministerial para el Sector de Minería como instrumento de planeación conjunta para facilitar y fortalecer el diálogo permanente con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible buscando la coherencia y articulación en la toma de decisiones de política pública. En los planes de acción anual aprobados para esta agenda se identifican, priorizan y desarrollan los principales programas y proyectos ambientales del orden nacional relacionados con las actividades del sector minero, que promueven la competitividad y el manejo sostenible del sector minero en lo relacionado con la gestión integral del recurso hídrico, la garantía de procesos productivos competitivos y sostenibles mediante la reconversión tecnológica y el desarrollo de buenas prácticas ambientales, la prevención, el control y la restauración de áreas degradadas como consecuencia de la explotación minera, la erradicación de la minería ilegal, la implementación de estrategias de mitigación y adaptación al cam-

bio climático y la gestión integral del riesgo en la actividad minera, como mecanismos para avanzar en la sostenibilidad de la actividad productiva. No sobra recordar que existe una prohibición legal explícita a la posibilidad de hacer minería en ecosistemas de páramo y áreas naturales protegidas (parques naturales de carácter regional o nacional), reservas especiales y en las zonas restringidas y excluidas de la minería. Asimismo, existe una garantía de respeto por el paisaje cultural.

Se avanza en el proceso de formulación de la Política de Sostenibilidad del Sector Minero Energético de Colombia (PSSMEC) con el objetivo de construir un marco común estructural ordenador (estratégico, estructurado, de largo plazo) que le permita al sector integrar resultados, medir avances y proyectar a largo plazo su voluntad de sostenibilidad, procurando el equilibrio entre crecimiento económico, cuidado del medio ambiente y bienestar social. Con este proceso, el sector asume el reto de identificar y poner en marcha un modelo de decisión que asegure la disponibilidad de mecanismos capaces de realizar ejercicios que vayan más allá del cumplimiento de normas ambientales y sociales, en aras de alcanzar la viabilidad y auto sostenibilidad de las actividades del sector.

1.2.6. Aumento en el conocimiento geo científico del subsuelo

Durante el cuatrienio, se ha avanzado en el conocimiento geo científico del subsuelo como base para el desarrollo de los sectores minero e hidrocarburífero, de infraestructura y suministro de agua, representado en coberturas del territorio nacional, obteniendo los siguientes resultados:

- Cartografía geológica - 2010: 48,31% / 2014: 65,78%
- Geofísica - 2010: 4% / 2014: 44%
- Mapas de amenaza por movimientos en masa en la zona Andina escala 1:100.000 - 2010: 0% / 2014: 100

Es importante describir el contexto del sector minero mediante sus principales cifras macro-económicas:

2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

2.1. PIB MINERO

La minería colombiana entre los años 2010-2013 presentó una participación anual promedio de 2,24% del valor total del producto interno bruto (PIB) a precios constantes de 2005 (Actualización DANE), y un incremento del 3,05% durante el mismo período (ver tabla 3).



TABLA 3.
PIB MINERO
(Miles de millones de pesos constantes de 2005)

Año	2010	2011	2012	2013
PIB TOTAL	424.599	452.578	470.903	490.950
PIB Minas e Hidrocarburos	29.821	34.147	36.043	37.809
Participación PIB Minas e Hidrocarburos en PIB Total	7,02%	7,54%	7,65%	7,70%
PIB Minas sin Hidrocarburos	9.455	10.194	10.940	10.683
Participación PIB Minas sin Hidrocarburos en PIB Total	2,23%	2,25%	2,32%	2,18%

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE

En el último año, para el sector minero, la participación en el PIB total, asciende al 2,18%, con un decrecimiento de 2,35% frente al año 2012, al pasar de \$10.940.000 a \$10.683.000 millones. Lo anterior, se debe a la disminución en los volúmenes de producción y de exportaciones, así como los menores precios que presentaron los diferentes tipos de carbón, coque, oro y níquel (ver tabla 4).

TABLA 4.
PIB MINERO POR MINERALES
(Miles de millones de pesos constantes de 2005)

Ramas de actividad	2010	2011	2012	2013
Carbón Mineral	6.059	6.951	7.222	6.935
Minerales Metálicos	2.072	1.840	2.257	2.162
Minerales no Metálicos	1.324	1.403	1.461	1.586
Total minería	9.455	10.194	10.940	10.683

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE.

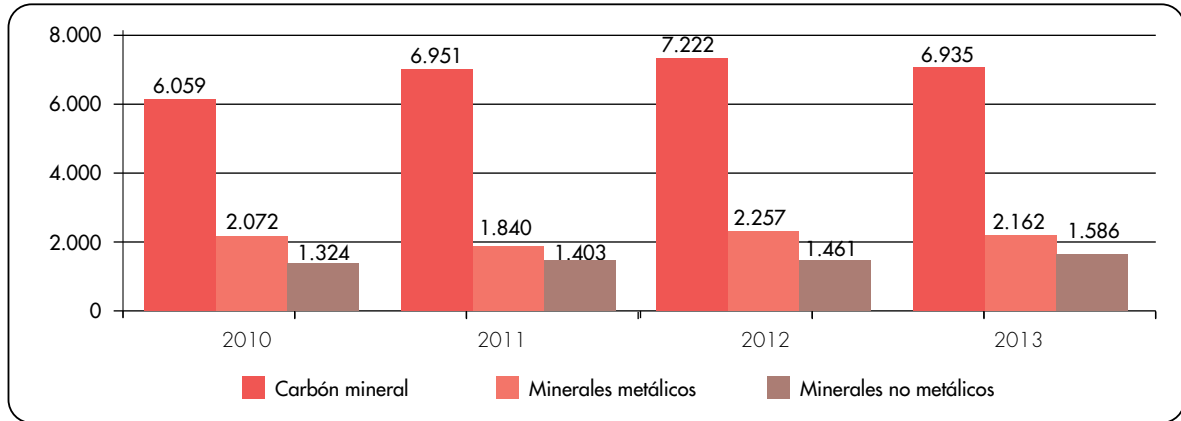
La participación del carbón en el PIB minero asciende al 64,92% para el año 2013 y de 1,41% con respecto al PIB total, al llegar a \$6.935.000 millones de pesos, siendo inferior a la participación de los años 2011 y 2012 cuando fueron del 1,54% y 1,53%, respectivamente.

Los minerales metálicos tienen una participación en el PIB minero del 20,24%, mientras que es de 0,44% con respecto al PIB total, al llegar a \$2.162.000 millones.

Los minerales no metálicos presentan una participación en el PIB minero del 14,85% para el 2013 y de 0,32% con respecto al PIB total con un aporte de \$1.586.000 millones.

Entre 2010 y 2013, el carbón representó en promedio el 71,83% del PIB minero, con un crecimiento del 6,83% durante este período, explicado principalmente por la mayor producción que pasó de 74,35 a 85,50 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, que han crecido a pesar de las variaciones presentadas durante el año 2013 (ver gráfica 4).

GRÁFICA 4.
PIB MINERO POR MINERALES
(Miles de millones de pesos constantes de 2005)



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, DANE

2.2. INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN MINERÍA Y EXPORTACIONES MINERAS

Es importante destacar que la inversión extranjera directa (IED) en Colombia ha presentado un aumento constante en los últimos años, lle-

gando a US\$16.771,7 millones en el 2013, siendo el máximo alcanzado, de los cuales el 47% de las inversiones corresponde a los sectores de petróleo y minería, siendo los de mayor crecimiento. Asimismo, es importante mencionar que la IED en Colombia ha diversificado los sectores de atracción (ver tabla 5).

TABLA 5.
IED SECTOR MINERO POR MINERALES
(Millones de dólares)

Actividad	2010 p	2011 p	2012 p	2013 p
Explotación de minas y canteras	1.754,7	2.454,8	2.315,7	2.916,2
Extracción de carbón, lignito y turba	1.502,6	1.915,7	1.608,1	2.045,8
Extracción de minerales metalíferos	205,3	381,5	448,6	535,3
Otras Actividades	46,8	157,7	259,0	335,2
Sector Petrolero	2.785,1	5.061,6	5.415,9	4.909,2
Total Inversión Extranjera Directa	6.746,2	13.405,5	15.529,0	16.771,7
Participación Minas y Canteras en IED Total	26,0%	18,31%	14,91%	17,39%
Participación IED en Carbón en IED Total	22,3%	14,29%	10,36%	12,20%
Participación IED Metales Metalíferos en IED Total	3,0%	2,85%	2,89%	3,19%
Participación IED Otras Actividades en IED Total	0,7%	1,2%	1,7%	2,00%
Participación IED en el Sector Petróleo en IED Total	41,3%	37,76%	34,88%	29,27%

Fuente: Banco de la República

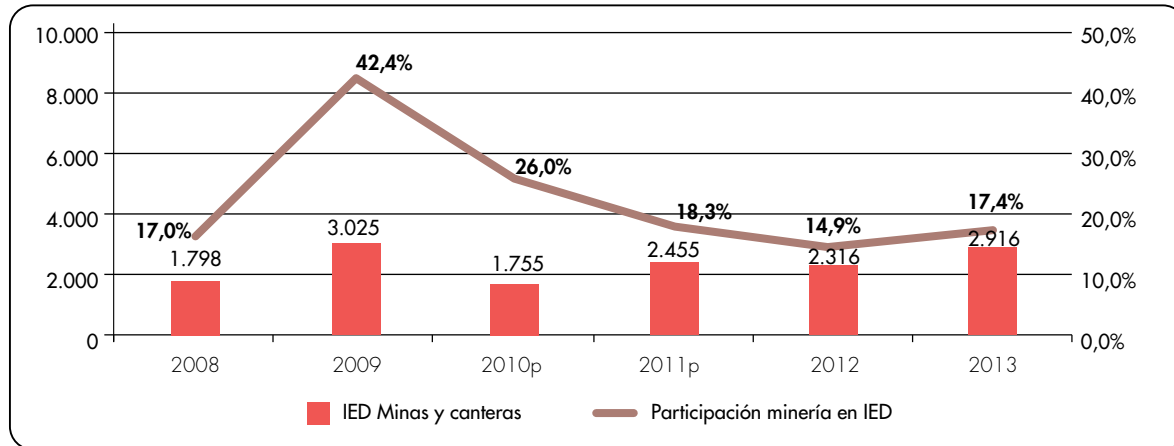
El auge de la actividad exploratoria muestra a Colombia entre los países más atractivos para la inversión extranjera, gracias al potencial minero que tiene el país y a los precios alcanzados por los minerales en la última década. Esto ha permitido que la inversión minera

extranjera identifique este país como un foco atractivo. Igualmente, los planes de expansión de los grandes proyectos mineros anunciados en el último año reflejan un comportamiento positivo de la inversión minera. Lo anterior se ha evidenciado en el cuatrienio, pues entre

2010 - 2013, la IED en el sector minero presentó en promedio un crecimiento del 19,16% y un crecimiento promedio de 20,06%. En el

último año, el sector minero alcanzó 2.916,2 millones de dólares, con una participación de 17,39% (ver gráfica 5).

GRÁFICA 5.
INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA
(Millones de dólares)



Fuente: Banco de la República y DANE

En cuanto a la participación del carbón, en el total de la IED, se resalta que para el período 2010 a 2013 fue de 14,78% y de 12,20% para el año 2013, con US\$2.045,8 millones, lo cual representa el mayor aporte del sector minero. Por su parte, los minerales metálicos tienen una participación en la IED de 2,99% para el período 2010 a 2013, para el año 2013 fue de 3,19%, al llegar a US\$535,3 millones. Adicionalmente, las otras actividades del sector minero¹ presentan una participación de 1,38% para el período 2010 a 2013, para el último año del 2,00% en la IED, con US\$335,2 millones.

En cuanto a las exportaciones mineras, la dinámica del sector minero se refleja notoriamente en el comportamiento creciente de las exportaciones, las cuales han ido aumentando de manera consistente en los últimos años. En promedio, la minería en el período 2010 a 2013 presentó un crecimiento de 7,06%, mientras que la participación es de 20,85% en las exportaciones del país, llegando a US\$12.496,5 millones FOB en el 2012 y de US\$10.015,0 millones FOB en el 2013 (ver tabla 6).

¹ Otros minerales metálicos y no metálicos

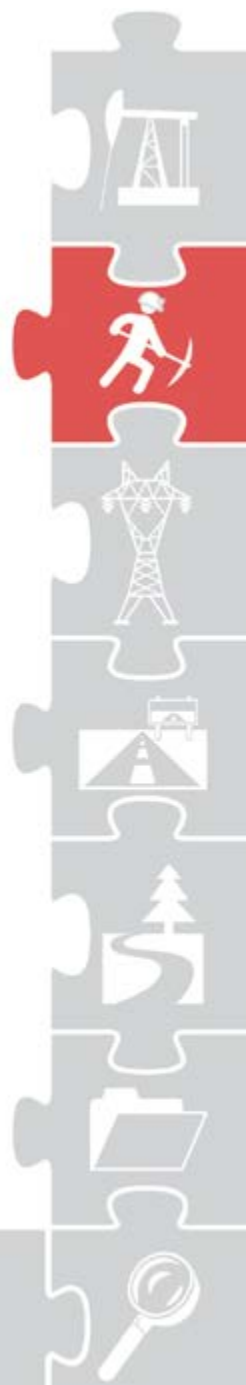


TABLA 6.
EXPORTACIONES MINERAS
(Millones de dólares FOB)

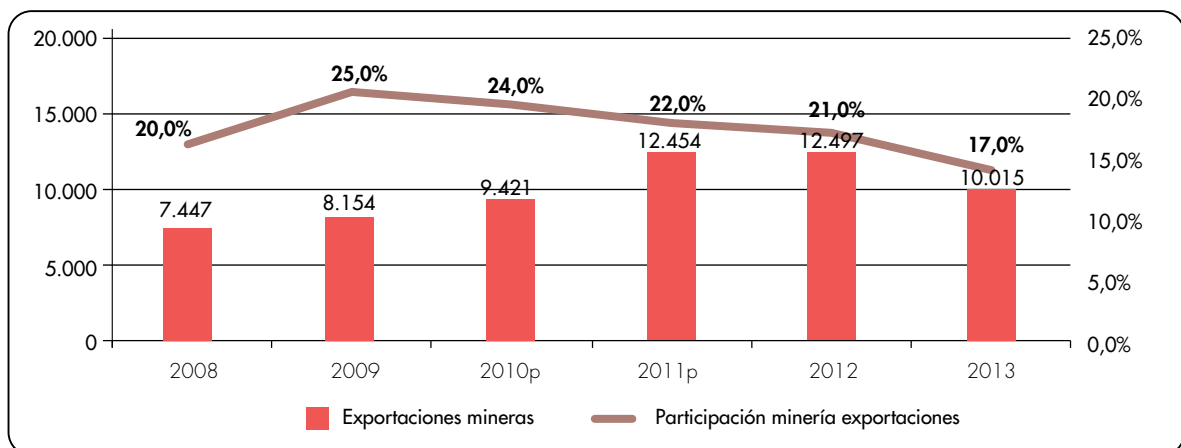
Actividad	2010 p	2011 p	2012 p	2013 p
Total minería	9.421	12.454	12.497	10.015
Carbón	6.015,2	8.396,9	7.805,2	6.687,9
Ferroníquel	967,3	826,6	881,2	680,1
Oro	2.094,6	2.774,9	3.385,3	2.226,5
Esmeraldas	110,8	133,8	122,1	125,6
Otros minerales metálicos y no metálicos	233,6	321,9	302,8	295,0
Valor de las exportaciones totales del país	39.713,3	56.914,9	60.207,8	58.821,9
Participación minería en total de exportaciones	23,72%	21,88%	20,76%	17,03%
Participación carbón en total de exportaciones	15,15%	14,75%	12,96%	11,37%
Participación ferroníquel en total de exportaciones	2,44%	1,45%	1,46%	1,16%
Participación oro en total de exportaciones	5,27%	4,88%	5,62%	3,79%
Participación esmeraldas en total de exportaciones	0,28%	0,24%	0,20%	0,21%
Participación otros en total de exportaciones	0,59%	0,57%	0,50%	0,50%

Fuente: Banco de la República

Las exportaciones mineras, al igual que la inversión extranjera, muestran un comportamiento creciente, en razón al aumento en la producción de minerales y a los buenos precios de estos en los mercados internacionales. Frente a esto, es innegable la importante participación del carbón y el ferroníquel en este rubro, también se destaca la participación que han teni-

do en los últimos años los minerales metálicos especialmente los metales preciosos como es el caso del oro, explicados principalmente por la cotización en el mercado internacional y en menor medida los minerales no metálicos, cuya producción en su gran mayoría es de consumo para el mercado interno (ver gráfica 6).

GRÁFICA 6 .
EXPORTACIONES MINERAS
(MILLONES DE DÓLARES)



Fuente: Banco de la República y DANE

La participación del carbón en el total de las exportaciones es de 11,37% para el año 2013,

con US\$6.687,9 millones FOB y de 13,56% para el período 2010 a 2013, siendo el de

mayor contribución del sector minero y del rubro de las principales exportaciones; el ferróniquel tiene una participación en el total de las exportaciones de 1,16% para el año 2013, al llegar a US\$680,1 millones FOB y de 1,63% para el período 2010 a 2013.

Por otro lado, dentro del rubro de las otras exportaciones, el oro es el de mayor aporte del sector minero con una participación en el total de las exportaciones de 3,79% para el año 2013, con un aporte de US\$2.226,5 millones FOB y un promedio de 4,89% para el período 2010 a 2013.

Ahora bien, estas cifras se han obtenido gracias a la gestión del sector minero y a su impulso como locomotora de crecimiento económico a través de las disposiciones del Plan Nacional de Desarrollo, para el sector minero. De esta forma, en este plan se planteó como objetivo estratégico: "Crear institucionalidad y mecanismos que garanticen una minería responsable y competitiva" A su vez, para el efectivo cumplimiento de este objetivo, se diseñaron estrategias en reconocimiento de las principales problemáticas identificadas para el sector.

3. GESTIÓN ACTIVIDAD MINERA 2013 - 2014

Adicionalmente, a los anteriores logros resaltados en el marco del objetivo estratégico formulado en el Plan Nacional de Desarrollo se presentan los avances en las distintas áreas de la actividad minera durante el periodo 2013-2014.

3.1. ADMINISTRACIÓN DEL RECURSO MINERO

3.1.1. Titulación minera

3.1.1.1 Legalización minera

A partir de la promulgación del Código de Minas – Ley 685 de 2001, se estableció como objetivo de interés público fomentar la exploración técnica y explotación de los recursos mineros de propiedad estatal dentro del marco de la legalidad. Por lo anterior, se han creado programas de naturaleza social tendientes a

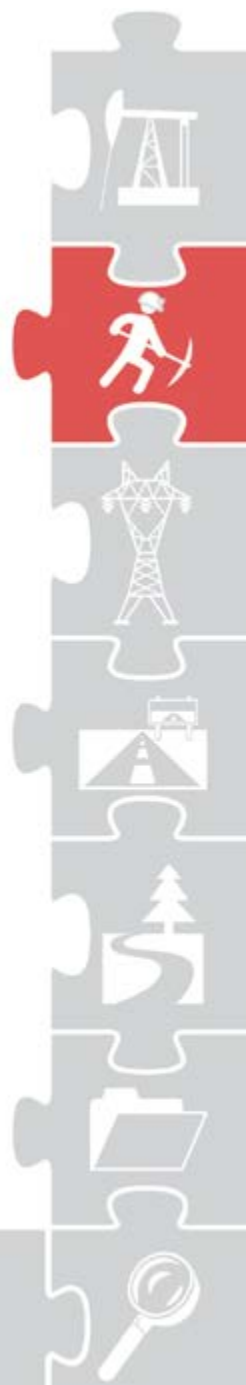
promover e incentivar la legalización de aquellas actividades mineras que se vienen desarrollando de manera tradicional sin el amparo de un título minero alguno.

Es así como el artículo 165 de la Ley 685 de 2001 creó el denominado Programa Social de Legalización de Minería de Hecho reglamentado por el Decreto 2390 de 2003 y por su parte, la Ley 1382 de 2010 (Declarada Inexequible // Sentencia C-366 del 11 de mayo de 2011) creó el Programa de Formalización de Minería Tradicional. Este programa está reglamentado por el Decreto 0933 de 2013 como consecuencia de la inexequibilidad enunciada.

A la fecha se cuenta con 4.058 solicitudes en trámite, las cuales aún se siguen gestionando puesto que estaban a la espera de los estudios de carácter técnico y ambiental que exige la ley para efectos de acceder al título minero de contrato de concesión. Es de anotar que la ANM contaba con aproximadamente 800 recursos de reposición en espera de pronunciamiento y a 30 de mayo todos habían sido resueltos.

Frente al programa de legalización de minería de hecho, la autoridad minera se ha visto en la necesidad de reevaluar más de 300 solicitudes vigentes, en atención a la expedición de la Resolución 761 de 2013 por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en la que establece unas reservas de recursos naturales de manera temporal como zonas de protección y desarrollo de los recursos naturales renovables o del ambiente, de manera que estas zonas se constituyen reservas temporales y son excluidas de la minería, razón por la cual el Grupo de Legalización Minera de la ANM ha sido cuidadoso en el estudio que realiza a cada una de las solicitudes de minería de hecho que se encuentran vigentes, y de esta forma garantizar el cumplimiento de cada una de las normas de carácter minero y ambiental que conforman el ordenamiento jurídico.

En cuanto al Programa de Minería Tradicional, es importante señalar que ante la coyuntura que generó la salida del ordenamiento jurídico de la Ley 1382 de 2010 y el nuevo ámbito de aplicación que dispone el Decreto 933 de 2013, las solicitudes que fueron radicadas bajo el Decreto 2715 de 2010 o el Decreto



1970 de 2012 y en las que no se hubiera proferido una decisión de fondo por parte de la autoridad minera, debieron ajustarse a los requisitos establecidos en el Decreto 933 de 2013. Lo anterior, toda vez que los regímenes bajo los que fueron radicadas presentan diferencias sustanciales con el régimen actual. Lo anterior en aras de no vulnerar el derecho a la igualdad y debido proceso de los interesados.

La situación anteriormente descrita obligó a la autoridad minera a evaluar nuevamente todas las solicitudes de minería tradicional que fueron radicadas en el periodo comprendido desde el 2 de mayo de 2012 hasta el 14 de mayo de 2013 y que la autoridad minera no había deci-

dido de fondo. El total de solicitudes radicadas en este periodo fue de 5.464 de las cuales 4.389 corresponden a la Agencia Nacional de Minería y 1.075 a la Gobernación de Antioquia. De aquellas que son competencia de la Vicepresidencia de Contratación y Titulación, de la ANM, a 9 de junio de 2014 se encuentran archivadas 808 solicitudes y 3.580 están pendientes de una decisión de fondo.

3.1.1.2 Registro minero

A la fecha se encuentran registrados 9.694 títulos mineros en todo el país, que corresponden 5.277.499,30 hectáreas, menos de 5% del total del territorio del país (ver tabla 7).

TABLA 7.
TITULARIDAD MINERA

Titularidad minera en el territorio nacional a fecha de catastro mayo 30 de 2014 No. de títulos mineros: 9.694 Área: 5.277.499,30 Ha. Catastro minero: Mayo 30 de 2014						
Títulos Mineros Vigentes por Modalidad y Etapa En el País						
Modalidad	No. De títulos	Área ha.	% Respecto al total de títulos del territorio nacional	Etapa		
				Exploración	Construcción y montaje	Explotación
Autorización Temporal	869	169.256,722	8,96%	0	0	869
Contrato de Concesión (D 2655)	1.106	328.551,977	11,41%	4	283	819
Contrato de Concesión (L 685)	5.926	4.001.429,285	61,13%	3299	2044	583
Contrato Virtud de Aporte	326	298.951,487	3,36%	0	0	326
Licencia de Exploración	361	146.791,956	3,72%	306	4	51
Licencia de Explotación	833	61.424,470	8,59%	3	0	830
Licencia Especial para Materiales de Construcción	165	964,970	1,70%	0	0	165
Permiso	19	4.339,960	0,20%	0	0	19
Reconocimiento de Propiedad Privada	52	264.953,440	0,54%	0	0	52
Registro Minero de Canteras	37	835,020	0,38%	0	0	37
Total	9.694	5.277.499,287	100%	3.612	2.331	3.751

Fuente: Agencia Nacional de Minería

3.1.2. Seguimiento, control y seguridad de la actividad minera

3.1.2.1 Seguimiento y control

3.1.2.2 Fiscalización

La autoridad minera delegada en su momento (Ingeominas y posteriormente el Servicio Geológico Colombiano) con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, adelantó la gestión de recursos económicos, para fortalecer el proceso de fiscalización minera. Posteriormente, se decidió contar con la colaboración de empresas especializadas privadas para determinadas labores de apoyo a la fiscalización minera.

Así las cosas, el Servicio Geológico Colombiano, SGC, suscribió con el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo, FONADE, el Convenio Interadministrativo No. 211045 con fecha 27 de diciembre de 2011, con el objeto de realizar la "Gerencia Integral del Proyecto de Ejecución de Actividades de Apoyo a la Fiscalización Integral de los Títulos Mineros", por un valor de \$337.000 millones. Dentro del marco del convenio, el 30 de agosto de 2012 se suscribieron dos contratos de apoyo a la fiscalización y sus correspondientes interventorías. Estos tienen como objeto adelantar actividades de revisión documental, visitas de campo y redacción de documentos integrales en donde se presenten los resultados obtenidos, como insumo para que la autoridad minera tome las decisiones que corresponda.

Avance fiscalización integral marzo 31 de 2014.

Desde finales de 2012, hasta el 31 de marzo de 2014, los resultados de la fiscalización integral fueron:

- 17.495 evaluaciones documentales (ED), para un avance del 91%
- 16.845 visitas de inspección de campo (IC), para un avance del 88%
- 16.969 informe de fiscalización integral (IFI), para un avance del 88%

Actuaciones administrativas

La ANM debe recibir, validar, cargar y pronunciarse sobre los informes de fiscalización integral (IFI) producto del mismo. Esta entidad recibe en promedio 1.200 informes mensuales, los cuales deben ser cargados en el aplicativo de seguimiento y control que diseñó para ello, con el fin de hacer el seguimiento interno al proceso y gestión de trámites de los IFIS, para su posterior asignación a los coordinadores zonales para la proyección de los actos administrativos correspondientes. Como resultado de la gestión adelantada, se presentan en la tabla 8 y 9 las cifras de actuaciones administrativas emitidas por la ANM, durante la vigencia 2013:

TABLA 8.
RESOLUCIONES TRÁMITES Y MODIFICACIONES 2013

Tema	Cantidad
Amparo Administrativo	124
Caducidad	189
Multa	274
Otros	300
Recurso Revocatorias	150
Suspensión	268
Modificación Etapas	226
Terminación Autorización Temporal	130
Total general	1661

Fuente: Agencia Nacional de Minería

TABLA 9.
AUTOS 2013

Sede	Cantidad
Número de Autos Sede Central Grupo Seguimiento y Control	190
Número de Autos Sede Central Grupo Seguimiento y Control Zona Centro	802
Número de Autos Sede Central Grupo Seguimiento y Control Zona Occidente	55
Número de Autos Grupo de Estudios Técnicos	227
PAR Bucaramanga	609
PAR Cali	427
PAR Cúcuta	623

PAR Manizales	132
PAR Valledupar	909
PAR Cartagena	202
PAR Ibagué	336
PAR Medellín	926
PAR Nobsa	603
PAR Pasto	36
PAR Quibdó	17
Total	6094

Fuente: Agencia Nacional de Minería

3.1.2.3 *Proyectos de interés nacional*

Los – Proyectos de Interés Nacional- (PIN) son contratos que por su importancia económica, social y ambiental, revisten un alto nivel de responsabilidad en cuanto la eficiente administración de los recursos mineros que implica una rigurosa evaluación de los documentos técnicos y jurídicos, así como el seguimiento oportuno al cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales. Los beneficiarios de casi la totalidad de estos 40 títulos mineros son compañías multinacionales de amplio reconocimiento en el mundo de la minería, que se han caracterizado por las inversiones que han realizado, el empleo que generan y el aporte a la economía nacional, en tanto representan más del 90% de las regalías que se recaudan en Colombia y cerca del 20% del valor de las exportaciones del país.

Respecto de la ejecución de estos proyectos, la Agencia Nacional de Minería desde su creación, recibió por parte del Servicio Geológico Colombiano una serie trámites pendientes, muchos de ellos represados desde el 2009, tales como solicitudes prórrogas, integraciones de áreas u operaciones, evaluaciones de planes mineros (PTOs y PTIs), recursos de vía gubernativa pendientes de resolver, sumado a conflictos sociales y ambientales no abordados con incidencia negativa en los proyectos.

Mediante la Resolución 341 de 20 de mayo de 2013, se establecieron los criterios generales y el procedimiento para definir y designar un proyecto minero como de Interés Nacional. Igualmente, mediante Resolución 592 del 19

de junio de 2013 se designaron los primeros 40 contratos dentro de esta categoría.

Contratos de concesión cuyo mineral objeto del contrato es el carbón



La Agencia Nacional de Minería realizó las respectivas liquidaciones y reliquidaciones para el pago de las empresas. Igualmente, se realizaron las visitas de fiscalización pertinentes que dieron como resultado una serie de requerimientos y ajustes de carácter técnico y jurídico.

Uno de los aspectos a destacar fue la firma del memorando de entendimiento entre el Ministerio de Minas y Energía y Minas Paz del Río y la Agencia Nacional de Minería para la implementación del programa de formalización de minera, para lo cual se seleccionó la empresa Minas Paz del Río como un caso piloto.

Contratos de concesión cuyo mineral objeto del contrato es el oro



Se resolvió la suspensión de obligaciones del contrato IH3-16001X, Proyecto Taraira, el cual presenta superposición con la reserva forestal de la Amazonía, y era un trámite

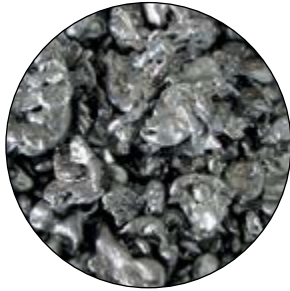
pendiente desde el año 2012. En el mismo sentido se resolvieron los recursos pendientes y la suspensión de obligaciones del contrato IH3-10001X, Proyecto Pantanos, el cual se encuentra superpuesto con la reserva forestal del Pacífico. Se expidió la Resolución de terminación por mutuo acuerdo del Contrato IH3-14001X, Proyecto Acandí, que venía en trámite desde el año 2010.

Se resolvieron las suspensiones de obligaciones pendientes en los contratos del proyecto minero La Colosa, con lo cual se logró poner al día el cumplimiento de sus obligaciones ajustadas.

tados a la etapa contractual y anualidades correspondientes.

Se evaluó la modificación del Programa de Trabajos y Obras – PTO del contrato integrado 0095-68, correspondiente al proyecto minero el Gigante cuyo titular es la sociedad AUX Colombia.

Contratos de concesión cuyo mineral objeto del contrato es el níquel



Se ha realizado la fiscalización directa del contrato 051-96M de Cerro Matoso mediante tres evaluaciones documentales y tres inspecciones de campo que dieron como resultado una serie de requerimientos y ajustes de carácter técnico y jurídico.

Se lideró un proceso de articulación interinstitucional para el cumplimiento de las cláusulas de carácter social y ambiental que dan cuenta de una participación de distintas entidades.

Vale la pena señalar, que bajo el nuevo acuerdo, modificaciones realizadas al contrato con la empresa, mejoran las condiciones económicas de compensación al Estado, siendo estas las más altas a nivel mundial para extracción de níquel. De igual manera, el Gobierno Nacional planteó un acuerdo, condicionado a variables objetivas, para prorrogar el contrato.

De otra parte, los aspectos sociales y ambientales cobran mayor relevancia dentro del acuerdo. Se obliga a la empresa a hacer una inversión social anual y a tener un mecanismo de rendición de cuentas para fortalecer el rol de los diferentes grupos de interés, incluyendo a las comunidades y las autoridades, frente a la planeación, seguimiento y control de los compromisos de la empresa.

De otra parte, los aspectos sociales y ambientales cobran mayor relevancia dentro del acuerdo. Se obliga a la empresa a hacer una inversión social anual y a tener un mecanismo de rendición de cuentas para fortalecer el rol de los diferentes grupos de interés, incluyendo a las comunidades y las autoridades, frente a la planeación, seguimiento y control de los compromisos de la empresa.

Proyectos de infraestructura nacionales y estratégicos (Conpes 3762)

Con la expedición del Conpes 3762 de Agosto de 2013, se establecieron los lineamientos y se inició la estrategia de política para el

desarrollo de proyectos de interés nacional y estratégicos – PINES. El objetivo principal de dicha política nacional es poder solucionar los atrasos del Estado, en su conjunto, de una manera articulada y transversal, en respuesta a los proyectos de origen público y/o privado, reglamentando de manera conjunta todas las acciones del Estado con relación a esos proyectos.

La iniciativa surgió desde Presidencia de la República, y está en manos del Alto Consejero Presidencial para la Infraestructura y Proyectos Estratégicos, quien cuenta con un equipo de apoyo desde el sector minero energético y el sector de infraestructura. El Ministerio de Minas y Energía, a través de la Gerencia de Pines, coordina las necesidades de estos proyectos en temas de seguimiento y gestión, de acuerdo con los lineamientos del Conpes y del Plan Nacional de Desarrollo actual.

En diciembre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía seleccionó y estableció los proyectos, que por su impacto nacional, adquieren el estatus de Pines. Los criterios de elegibilidad y selección se categorizan en:

> Cualitativos

Son aquellos criterios que se encuentran en el PND y en el Conpes 3762:

- a. **PND:** Proyectos que le apunten a las metas establecidas del Plan Nacional de Desarrollo para el sector minero-energético.
 - Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y energía.
 - El Plan Nacional de Desarrollo ordena establecer los mecanismos e instrumentos para suplir la demanda con energéticos de calidad, de manera confiable y asegurar una provisión de energía eléctrica eficiente. Por su parte, el sector minero debe buscar su fortalecimiento a través del aumento de la inversión privada, de la mano con un marco institucional sólido y desarrollando estrategias para aumentar su productividad y formalizar y mejorar la seguridad del sector.



- b. **Cuellos botella:** Atrasos significativos o potenciales en el PND, (Conpes 3762).

> **Cuantitativos**

Son los criterios que establecen la priorización de escogencia de los proyectos y que se definen a continuación:

- a. **Ruta crítica/cuellos de botella:** Se refiere a las dificultades y retrasos significativos que enfrentan los proyectos para su construcción en términos de licenciamiento ambiental, gestión predial, relacionamiento con comunidades y algunas dificultades jurídicas si llegasen a presentarse.

Medición: Número de cuellos de botella en cada uno de los aspectos mencionados.

- b. **Costo de oportunidad:** En el caso de la extracción de recursos mineros, juega un importante papel la oportunidad en la ejecución de los proyectos, teniendo que su extracción es económicamente viable dependiendo de las condiciones de mercado del mineral.

Medición: Ponderación entre el tiempo en que se podría comenzar a aprovechar estos recursos con su tamaño en términos de la meta anual de producción que se ha establecido para cada mineral.

- c. **Beneficio económico:** Este criterio está asociado a la generación de recursos económicos para el Estado y las regiones donde se encuentran localizadas las operaciones.

Medición: La priorización en términos de este criterio se realizará a través del flujo anual de regalías proyectado para cada proyecto.

De acuerdo con los criterios de selección y la metodología planteada, los proyectos presentados por el Ministerio de Minas y Energía fueron a probados por el CIPE (Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos), órgano reglamentado que aprueba el estatus

de Pines a estos proyectos. Dicha comisión es conformada por el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Medio Ambiente, el Ministerio del Interior, Ministerio de Hacienda, el Director de Planeación Nacional y el Alto Consejero Presidencial para Infraestructura y Proyectos Estratégicos. En este Comité se analizan y se deciden las recomendaciones a los diferentes entes del Estado donde los atrasos y los cuellos de botella, se originan.

A través de la Gerencia Pines, se gestionan las aproximaciones con los diferentes entes del Estado, en materia de atrasos, de estos proyectos en dos escenarios:

- **Seguimiento de trámites:** Para esto se cuenta con las herramientas de gestión, que detallan todos los trámites con diferentes entes del Estado de cada proyecto. Su finalidad es desatrasar o reducir los tiempos de dichos tramites, encontrando soluciones transversales a dichos tramites, utilizando una matriz de seguimiento que se parece a un programa de Project Management, que identifica atrasos en días, y ante que entidades, reflejando la responsabilidad de cada actor identificado.
- **Identificación de temas estructurales:** Los comunes denominadores de los diferentes proyectos, hacen reconocer que cuando estos proyectos tienen temas en común, se identifiquen como temas de fondo, que son sujetos a tomar medidas mediante política pública de largo plazo.

> **Logros:**

A la fecha en temas de trámites se han logrado acortar los procesos de licenciamiento ambiental del 35% de los proyectos ante la ANLA, así como identificar y reducir los tiempos de los proyectos que tienen temas de consulta previa. En temas estructurales se tiene identificado y se está trabajando sobre los temas de área fuente para el departamento del Cesar, así como el tema de acceso a puertos de carbón y el mecanismo de fondeo.

3.1.2.4 Expropiaciones

La competencia para los temas en materia de expropiación se encontraba en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, de conformidad a lo establecido en la Ley 1382 de 2010 que reformó la Ley 685 de 2001 e introdujo entre otras, la modificación del artículo 187, sobre la necesidad de los bienes objeto de expropiación.

Una vez entrada en vigencia la Ley 685 de 2001 en sus artículos 186 y siguientes, se establece que el procedimiento debe adelantarse por los titulares mineros ante la autoridad minera competente cuando el titular minero se proponga adquirir bienes inmuebles mediante su expropiación. Teniendo en cuenta lo anterior, la Agencia Nacional de Minería –ANM, como autoridad minera, recibe por parte del Ministerio de Minas y Energía, 21 expedientes de solicitudes de expropiación que se encontraban en trámite. Se encuentran en curso ocho trámites, en etapa de designación para llevar a cabo la inspección administrativa.

3.1.2.5 Recaudo y transferencias de regalías y contraprestaciones

Con la expedición del Acto Legislativo 05 de 2011, cambiaron tanto las competencias de la

autoridad minera en esta área, como el sistema de distribución de los recursos de regalías y compensaciones provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables. Desde entonces la Agencia tiene dos formas de participación en el Sistema General de Regalías:

- Recaudar, distribuir y transferir directamente a los beneficiarios de las regalías y compensaciones, cuando ellas fueren causadas hasta el 31 de diciembre de 2011.
- Recaudar, determinar las asignaciones directas y transferir al Ministerio de Hacienda y Crédito Público las regalías y compensaciones generadas a partir del 1° de enero de 2012.

En este sentido, durante el año 2012 el recaudo acumulado de regalías y otras contraprestaciones, más rendimientos financieros, alcanzó \$2,04 billones. De este total, se distribuyeron \$0.54 billones de recursos identificados de años anteriores², y \$1.56 billones se transfirieron al Sistema General de Regalías, para un total de \$2,1 billones. Esta cifra supera el recaudo del 2012 en 3% debido a que se distribuyeron recursos correspondientes a vigencias del 2011 y anteriores (ver tabla 10).

² Estos recursos fueron distribuidos de conformidad con la normatividad vigente anterior a la expedición del Acto Legislativo

TABLA 10.
RECAUDOS, DISTRIBUCIONES DEL RÉGIMEN ANTERIOR Y TRANSFERENCIAS AL NUEVO SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS – 2012*
(Cifras en pesos)

Mineral	Recaudo	Distribución	Transferencia SGR
		Régimen anterior	Acto legislativo
Carbón	1.609.446.481.872	318.949.990.916	1.281.856.807.988
Níquel	132.892.827.912	34.390.011.683	98.502.816.229
Metales Preciosos	201.040.935.284	15.435.667.313	176.440.740.748
Esmeraldas	4.554.997.287	1.817.255.835	2.093.749.792
Sal	3.685.608.562	752.959.780	2.932.648.782
Otros Minerales	5.956.594.260	1.654.249.077	2.150.910.881
Rendimientos Financieros	80.753.174.651	165.979.437.301	0
Total	2.038.330.619.828	538.979.571.905	1.563.977.674.419

Fuente: Agencia Nacional de Minería. Nota (*): La información de las distribuciones y transferencias SGR que se realizaron en el año 2012 incluye varias vigencias causadas, es decir no tiene en cuenta año producción.

Del total de ingresos por \$2,04 billones por concepto de regalías del año 2012, el mineral de carbón alcanzó un recaudo de \$1.6 billones, que representó 79% del total, seguido en su orden por metales preciosos con \$201 mil millones (10%) y níquel \$132.8 mil millones (6.5%).

En el año 2013, el recaudo de regalías y otras

contraprestaciones alcanzó la suma de \$1,68 billones. De este total, más los recursos que en este periodo se identificaron como recursos de años anteriores, se distribuyeron \$4.530 millones, bajo el régimen anterior a la expedición del Acto Legislativo y \$1,47 billones al Sistema General de Regalías para una distribución total de \$1,47 billones (ver tabla 11).

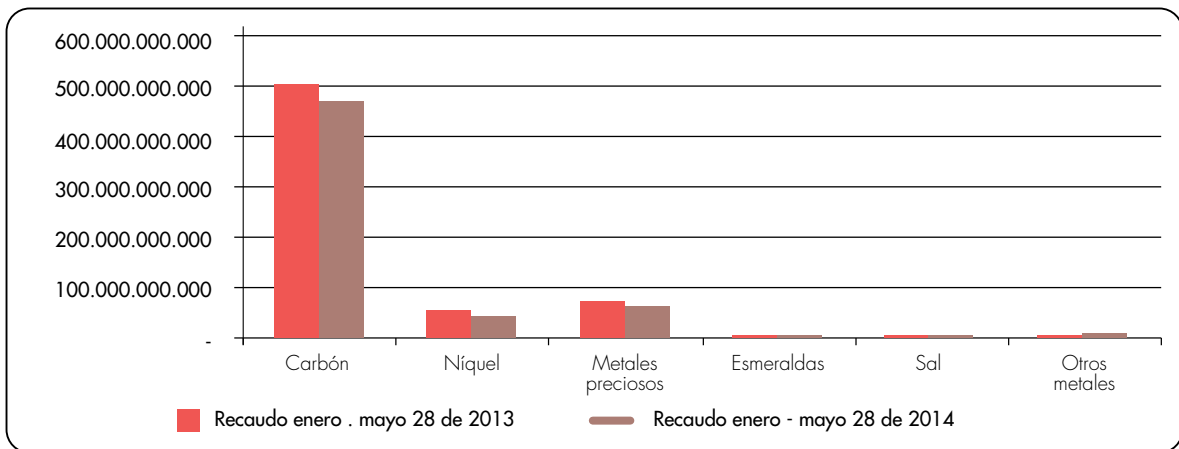
TABLA 11.
RECAUDOS, DISTRIBUCIONES DEL RÉGIMEN ANTERIOR Y TRANSFERENCIAS AL NUEVO SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS AÑO 2013*
(Cifras En Pesos)

Mineral	Recaudo	Distribución	Transferencia SGR
		Régimen anterior	Acto legislativo
Carbón	.353.686.337.605	3.711.358.109	1.203.938.693.958
Níquel	102.808.371.690	-	102.787.896.473
Metales Preciosos	157.760.610.939	60.058.247	150.536.684.558
Esmeraldas	3.202.522.433	53.716.514	3.122.297.714
Sal	3.821.208.070	-	3.818.781.183
Otros Minerales	12.261.325.112	705.852.950	6.833.584.048
Rendimientos Financieros	55.015.466.933	-	-
Total	1.688.555.842.782	4.530.985.820	1.471.037.937.934

Fuente: Agencia Nacional de Minería. Nota (*): La información de las distribuciones y transferencias SGR se realizaron de enero 1 a diciembre 31 de 2013 e incluye varias vigencias causadas, es decir no tiene en cuenta año producción

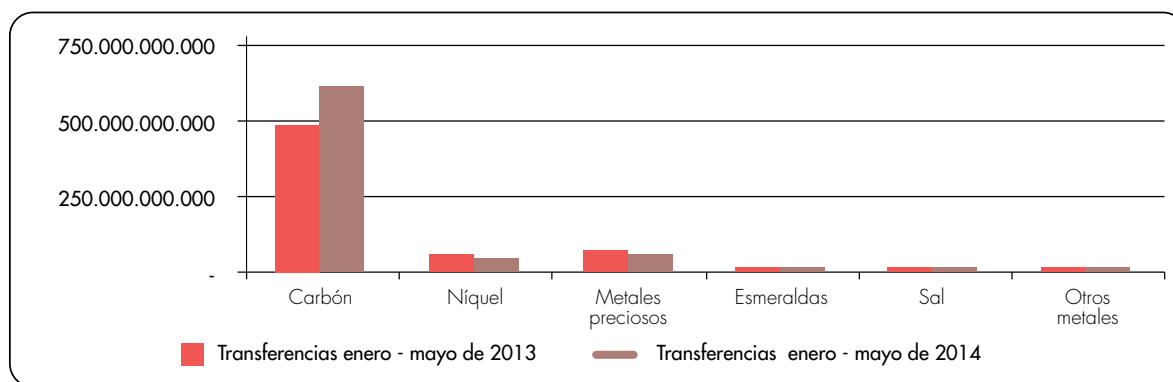
Para este año, el total de ingresos a 31 de mayo es de \$621 mil millones por concepto de regalías. En carbón se ha recaudado \$472 mil millones, lo que representa 76% del total, seguido en su orden por metales preciosos con \$ 61 mil millones (10%) y níquel \$43 mil millones (7%). (ver gráfica 7 y 8).

GRÁFICA 7.
RECAUDO A 28 DE MAYO 2013 VS A 28 DE MAYO DE 2014



Fuente: Agencia Nacional de Minería

GRÁFICA 8.
COMPORTAMIENTO DE LAS REGALÍAS TRANSFERIDAS AL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS



Fuente: Agencia Nacional de Minería

3.1.2.6 Precio base para liquidación de regalías

Dentro del periodo considerado, la UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, ha publicado las siguientes resoluciones de precios base para la liquidación de regalías (ver tabla 12).

TABLA 12.
RESOLUCIONES PRECIO BASE DE LIQUIDACIÓN DE REGALÍAS

No. resolución y grupo de minerales que aplica	Fecha de emisión	Periodo de aplicación
0198 /Todos los Minerales	Junio 28-2013	1 julio – 31 diciembre 2013
0429/Minerales Metálicos	Octubre 10-2013	11 octubre-31 diciembre 2013
0430 /Minerales No Metálicos	Octubre 10-2013	11 octubre-31 diciembre 2013
0431 /Carbón	Octubre 10-2013	11 octubre 2013-31 marzo 2014
0635 /minerales no metálicos	Diciembre 31-2013	1 enero-31 marzo 2014
0636 /minerales metálicos	Diciembre 31-2013	1 enero-31 marzo 2014
0125 / minerales no metálicos	Marzo 31-2014	1 abril-30 junio 2014
0126 /minerales metálicos	Marzo 31-2014	1 abril-30 junio 2014
0127 /carbón	Marzo 31-2014	1 abril-30 junio 2014

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

Las Resoluciones emitidas en el año 2014, aplican los criterios y condiciones establecidos en la Resolución 855 de diciembre 24 de 2013 de la Agencia Nacional de Minería.

3.1.2.7 Seguridad y salvamento minero

Los principales logros en esta materia han sido los siguientes:

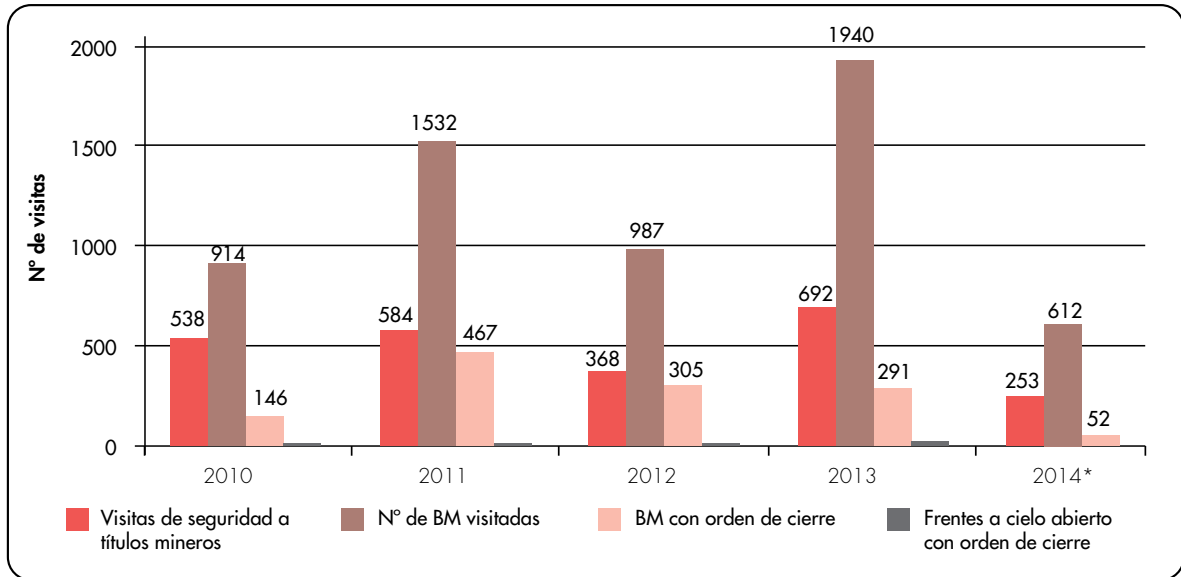
Seguimiento en seguridad e higiene minera

En el año 2013, se realizaron 692 visitas de seguridad e higiene minera que representa 1940 bocaminas y 165 frentes a cielo abierto, superando al año inmediatamente anterior en un 188% (368 visitas del año 2012). Durante estas visitas se evaluaron las condiciones de seguridad, se identificaron los principales riesgos y se impusieron medidas (preventivas y/o de seguridad) para evitar que los riesgos identifi-

cados se materialicen en accidentes mineros. En el periodo comprendido entre el 01 de enero y el 30 de abril del año 2014, se han realizado 253 visitas de seguridad a títulos mi-

neros, mientras que en este mismo periodo del año 2013, se realizaron 236 visitas de seguridad a títulos mineros; es decir, el número de visitas de seguridad a títulos mineros aumentó un 7% (ver gráfica 9).

GRÁFICA 9.
VISITAS DE SEGURIDAD E HIGIENE MINERA REALIZADAS
(01 de enero de 2010 – al 30 de abril de 2014)



Fuente: Agencia Nacional de Minería

Capacitación y formación en seguridad y salvamento minero

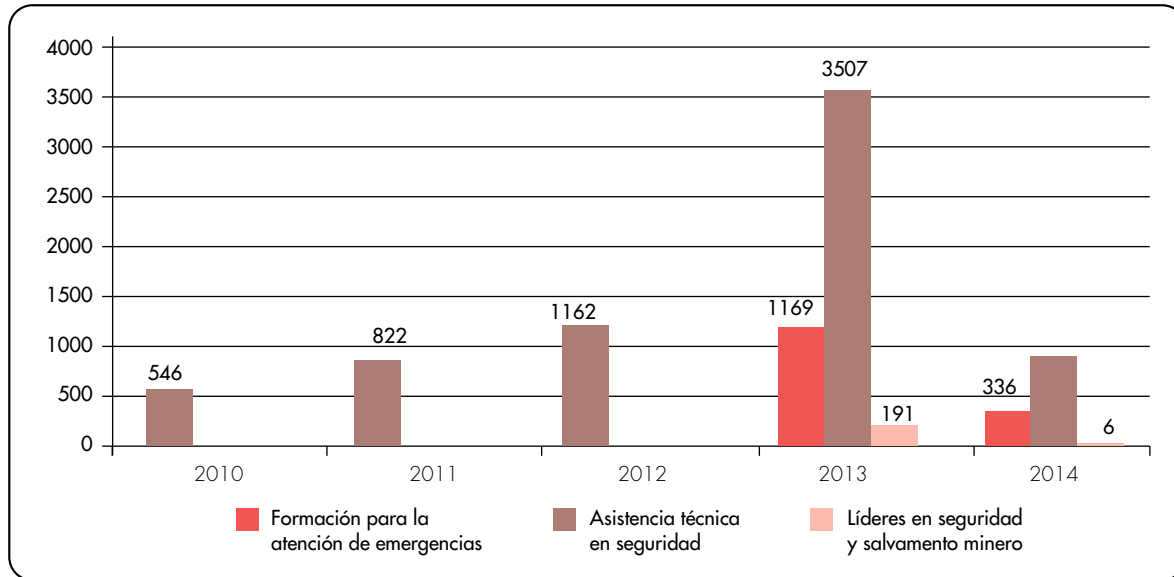
Durante el año 2013, se capacitaron 4867 personas en seguridad y salvamento minero a nivel nacional, superándose al año anterior en un 418% (total capacitados año 2012: 1162 personas) y en un 392.5% las metas establecidas para la vigencia 2013 (meta establecida para vigencia 2013: 1240 personas).

Esta capacitación, formación y entrenamiento de personal sirve de apoyo en la atención de emergencias y consolida una red de multiplicadores en prevención de accidentes.

El total de personas capacitadas en el periodo comprendido entre el 01 de enero y el 30 de abril de 2014, son 1212 en temas de seguridad y salvamento minero a nivel nacional (ver gráfica 10).



GRÁFICA 10.
PERSONAL CAPACITADO EN TEMAS DE SEGURIDAD Y SALVAMENTO MINERO EN EL PERIODO COMPRENDIDO
(Entre el 01 de enero de 2010 y el 30 de abril de 2014)



Fuente: Agencia Nacional de Minería

Desde el año 2013 se inició el programa de capacitación denominado asistencia técnica en seguridad minera el cual incluye capacitación en los siguientes temas:

- Control de atmósferas subterráneas.
- Control de operaciones de sostenimiento.
- Control de riesgos electromecánicos en minería subterránea.
- Obligaciones legales en materia de seguridad minera.
- Socialización de protocolos para la atención de emergencias.
- Primeras olimpiadas de seguridad y salvamento minero .

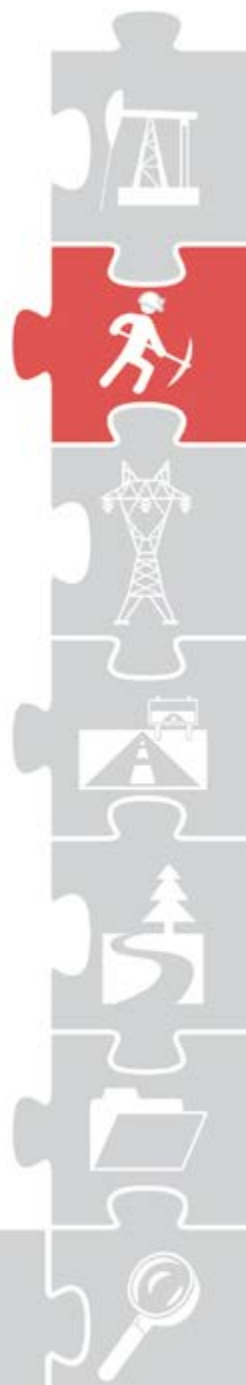
Estas capacitaciones son adelantadas directamente por los funcionarios de cada una de las sedes de seguridad y salvamento minero de la Agencia Nacional de Minería con el objetivo

de divulgar y concientizar a la población minera colombiana en la adopción de una cultura de prevención de la accidentalidad en cumplimiento a las directrices establecidas en la Política Nacional de Seguridad Minera.

Atención de emergencias mineras

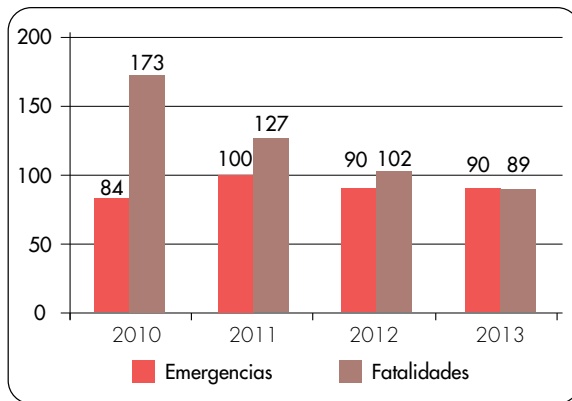
Durante el año 2013, en el país, se reportaron 90 emergencias, de las cuales el Grupo de Seguridad y Salvamento Minero atendió 65. Vale la pena aclarar que las emergencias no atendidas por la entidad corresponden a eventos reportados mucho tiempo después de sucedidos los hechos; sin embargo, en todos los casos se ha realizado visita técnica de seguridad a fin de evaluar las condiciones de seguridad e imponer las medidas necesarias para mitigar el riesgo que originó la emergencia y evitar la ocurrencia de otro accidente por la misma causa.

Del total de emergencias reportadas en el año 2013, se tuvo un resultado de 40 trabajadores ilesos rescatados Y 62 heridos rescatados.



Del total de emergencias reportadas en el año 2013, se tuvo un resultado de 40 trabajadores ilesos rescatados, 62 heridos rescatados y 89 fallecidos rescatados. Con respecto al año inmediatamente anterior se mantuvo el número de emergencias pero si hubo una disminución del 13% en el número de fatalidades (ver gráfica 11).

GRÁFICA 11.
EMERGENCIAS Y FATALIDAD MINERAS OCURRIDAS EN EL PERIODO 2010-2013



Fuente: Agencia Nacional de Minería

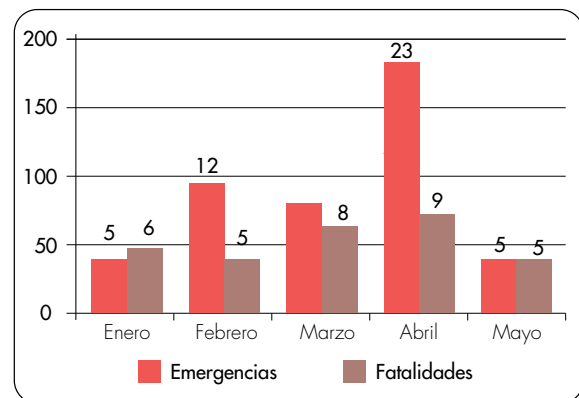
Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 20 de mayo de 2014, el Grupo de Seguridad y Salvamento Minero atendió dos emergencias mineras que valen la pena mencionar, por la magnitud de los eventos. A continuación se especifican dichas emergencias (ver gráfica 12):

- Emergencia minera ocurrida el día 30 de abril del 2014 en el municipio de Santander de Quilichao en el departamento de Cauca, en una explotación ilegal de oro aluvión identificada con el nombre de Agua Clara, donde se rescataron dos personas heridas y 12 personas fallecidas. La acción de rescate realizada por el Grupo de Seguridad y Salvamento Minero tuvo una duración de seis días, donde participaron cuatro ingenieros y dos técnicos mecánicos de equipos del grupo, y un grupo de 12 socorredores mineros entrenados por la ANM.
- Emergencia minera ocurrida el día 25 de abril del 2014 en el municipio de Buriticá en el departamento de Antio-

quia, en una explotación subterránea de oro con solicitud de legalización OE7-14302, donde fallecieron cuatro personas y aproximadamente 25 más resultaron heridas. La acción de rescate realizada por el Grupo de Seguridad y Salvamento Minero tuvo una duración de dos días, donde participaron un ingeniero y un técnico mecánico de equipos del grupo y un grupo de socorredores entrenados por la ANM.

- El día 28 de abril del 2014, la Vicepresidencia de Seguimiento, Control y Seguridad Minera de la Agencia Nacional de Minería, expide la Resolución No. 0436, donde resuelve conformar una comisión para investigar las circunstancias y causas que ocasionaron el accidente minero en el municipio de Buriticá el día 25 de abril de 2014. Actualmente (29-05-2014), se encuentra en curso dicha investigación.

GRÁFICA 12.
EMERGENCIAS Y FATALIDAD MINERAS OCURRIDAS EN EL PERIODO 01 DE ENERO AL 20 DE MAYO DE 2014



Fuente: Agencia Nacional de Minería

Fortalecimiento del Grupo de Seguridad y Salvamento Minero de la ANM

Se dotó al Sistema de Salvamento Minero con las últimas tecnologías en equipos de respiración de circuito cerrado. Hace más de 30 años no se actualizaban los equipos de respi-

ración autónoma de los puntos de salvamento. Gracias al trabajo adelantado desde el Servicio Geológico Colombiano y gestionado por la Agencia Nacional de Minería se adquirieron los nuevos equipos; así mismo, en ciudad de México se capacitaron diez mecánicos de equipos en el uso, manejo y mantenimiento de estos equipos. En Colombia con el concurso de expertos alemanes se capacitaron 20 de los ingenieros del grupo y 154 socorredores mineros activos de todo el país.

Adicionalmente como parte del fortalecimiento tecnológico del Grupo se adquirieron cuatro unidades móviles de rescate, equipos multideTECTORES de gases, autorescatadores, cámaras fotográficas intrínsecamente seguras, elementos de rescate en alturas entre otros, por valor de \$3.800.0 millones

3.1.3. Promoción y fomento (Áreas estratégicas mineras, incluye zonas mineras indígenas y de comunidades negras y áreas de reserva especial)

3.1.3.1 Pymes mineras

El objetivo del programa a las Pymes mineras es facilitar y fomentar el desarrollo de la pequeña y mediana minería de una manera amigable con el medio ambiente y socialmente sostenible, para lo cual se diseñaron cuatro actividades:

Programa de capacitación, asistencia técnica y difusión de buenas prácticas mineras orientado al mejoramiento de la actividad de la pequeña y mediana minería diseñado. Los programas adelantados son los siguientes:

- **Santurbán:** Se diseñó un proyecto piloto de capacitación para los mineros de la región de Santurbán, en los municipios de Suratá, Vetas y California del departamento de Santander, orientado al desarrollo de la cadena de valor de la minería de metales preciosos. El proyecto

tuvo como fases socialización y sensibilización con la comunidad e implementación de capacitaciones.

- **Quinchía:** Participación en la mesa minera de Quinchía - Risaralda, integrando las comisiones de ordenamiento minero, sostenibilidad ambiental, desarrollo económico local y estrategias ambientales. La ANM forma parte de la secretaría técnica para la planeación de la mesa minera de Quinchía, en la cual se establecieron los parámetros, alcances y metodología de trabajo de las cuatro comisiones.
- **Buriticá:** En el segundo semestre de 2013 se iniciaron actividades conjuntamente con la empresa Continental Gold para adelantar un proyecto de formalización minera para los mineros no autorizados de la región y asegurar la implementación de buenas prácticas mineras.
- **Paz del Río:** se adelantó el proyecto de formalización con los mineros no autorizados que se encuentran realizando actividad minera dentro de uno de los títulos a nombre de la empresa Paz del Río. Para tal fin, se firmó un memorando de entendimiento entre el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Minería y Minas Paz del Río estableciendo los criterios y funciones que permitirán establecer el plan de trabajo y las actividades a realizar por parte de cada entidad.

Jornadas de socialización orientadas al mejoramiento de la actividad de la pequeña y mediana minería

La ANM se encuentra trabajando con ASO-CARS (Asociación de Corporaciones Autónomas Regionales) para crear espacios de dialogo institucionales con las autoridades municipales y departamentales y crear canales de comunicación con entidades locales e identificar problemáticas minero ambientales. Actualmente, se inició un proyecto piloto con la CAR, en el municipio de Sibaté.



Mesas de concertación

Las mesas de concertación son espacios de conocimiento mutuo donde las comunidades expresan sus inquietudes y problemáticas de carácter ambiental y social, buscando apoyo económico, técnico o la solución a sus diferentes problemáticas.

Durante el 2013 se realizaron mesas de trabajo y convocatorias con comunidades y minorías étnicas, para la identificación de soluciones a problemáticas ambientales, sociales y de infraestructura asociadas con la minería, bajo el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, las Corporaciones Autónomas Regionales, entre otros. Actualmente, la ANM participó en 42 mesas de concertación: 13 corresponden a temas ambientales, 7 a étnicas y 18 a sociales (ver tabla 13).

TABLA 13.
MESAS DE ARTICULACIÓN SECTORIAL

Nombre de la mesa	Tipo de mesa			
	Ambiental	Étnica	Social	Total general
Amazonas	1	0	0	1
Antioquia	1	0	3	4
Bolívar	0	0	1	1
Boyacá	1	0	3	4
Casanare	0	1	0	1
Cauca	0	1	1	2
Cesar	0	0	1	1
Chocó	2	1	0	3
Córdoba	2	0	2	4
Cundiboyacense	1	0	0	1
Cundinamarca	1	0	0	1
Nariño	0	1	0	1
Norte de Santander	0	0	1	1
Putumayo	0	2	0	2
Risaralda	0	0	1	1
Santander	0	0	1	1
Sur de Bolívar	0	0	1	1

Territorio Nacional	6	1	3	10
Tolima	0	0	1	1
Vaupés	0	0	1	1
Total general	15	7	20	42

Fuente: Agencia Nacional de Minería

Como resultado de compromisos adquiridos en la Mesa Minera de Chocó, la ANM organizó una reunión de socialización de avances de dicha mesa con comunidades del departamento para el 11, 12 y 13 de diciembre en el municipio de Acandí.

Por otro lado, la Vicepresidencia de Promoción y Fomento de la ANM ejerció la Secretaría Técnica de la Mesa de Concertación con CONALMINERCOL, la cual ha realizado cinco sesiones y una reunión técnica de trabajo.

La Vicepresidencia de Promoción y Fomento adelantó distintas acciones orientadas a diagnosticar el entorno del sector minero y contar con elementos básicos que le permitan diseñar una estrategia de relacionamiento de la ANM con los distintos grupos de interés, que mejore la calidad de las relaciones entre los mismos y fortalezca un desarrollo inclusivo y sostenible de la actividad minera.

Proyectos de Cooperación Internacional

Los proyectos de cooperación internacional buscan apoyar el programa de Pymes mineras, conociendo experiencias internacionales y buscando aportes económicos que permitan desarrollar las diferentes actividades programadas.

- **Proyecto de cooperación Comisión Mixta Colombia-Rusia:** Se elaboró propuesta de proyecto que tiene como objetivo presentar ante la Comisión Mixta de Cooperación Colombia – Rusia, que se llevará a cabo en Rusia. El objeto es recibir cooperación para el fortalecimiento en la creación de capacidad a la ANM para la formalización, organización empresarial y la aplicación de buenas prácticas ambientales, sociales y de seguridad, de las comunidades mineras de la



zona de influencia de los proyectos piloto de Santurbán, Quinchía y Buritacá.

- **Proyecto de Cooperación con Mongolia:** Se elaboró y se envió para su gestión al Ministerio de Minas y Energía, al Ministerio de Relaciones Exteriores y a la Agencia Presidencial de Cooperación Internacional, una propuesta que tiene como objetivo general recibir cooperación para aplicación de las buenas prácticas ambientales, sociales y de seguridad en la pequeña y mediana minería, de acuerdo con el modelo desarrollado en Mongolia por la Agencia Suiza de Cooperación.
- **Proyecto de Cooperación con Australia:** Se elaboró una propuesta de proyecto que tiene como objetivo general recibir cooperación en el desarrollo de un "Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica para la Pequeña y Mediana Minería en Colombia", para la implementación de las nuevas tecnologías de gestión con los más altos estándares internacionales, aplicación de las buenas prácticas ambientales, sociales y de seguridad en la pequeña y mediana minería internacional.

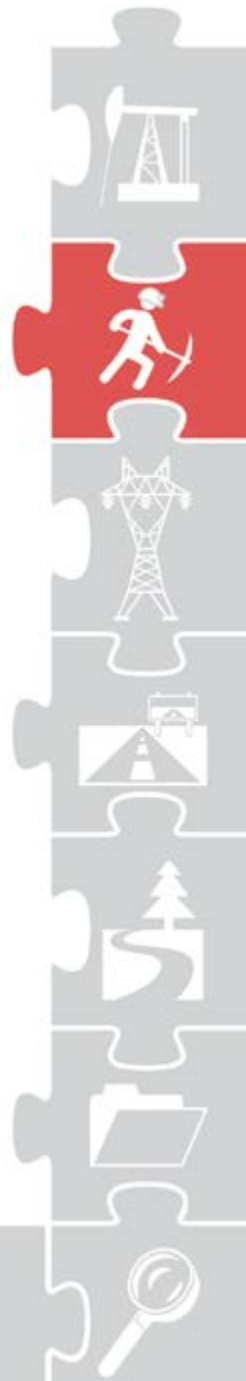
3.1.3.2 Delimitación de áreas de reserva, ARE

Con la expedición del Decreto Ley 019 de

2011, la función de delimitar Áreas de Reserva Especial, que se encontraba en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, pasó a la ANM. Su objetivo es la implementación de proyectos de minería especial para comunidades que ejerzan la minería de manera tradicional. El 15 de enero de 2013, el Ministerio de Minas y Energía finalizó el traslado de expedientes a la ANM. Este proceso arrojó el siguiente balance: 15 ARES delimitadas, de las cuales cuatro no contaban con estudios geológico mineros; 25 solicitudes en curso para continuar con el procedimiento de delimitación, y un contrato especial de concesión.

A la fecha, se han realizado las siguientes actividades:

- Implementación del procedimiento para la gestión de las solicitudes de ARES mediante Resolución 205 del 22 de marzo de 2013 y Resolución 698 del 17 de octubre de 2013.
- Creación del comité para temas ARES con el fin de apoyar la gestión de las solicitudes en trámite. Este se encuentra integrado por cinco funcionarios de la Gerencia de Fomento y sus actuaciones se encuentran registradas en 14 actas con corte al 31 de diciembre de 2013.
- Recepción de 28 nuevas solicitudes de ARES, a las cuales se les aplicó el procedimiento mencionado.





- Expedición de 15 actos administrativos por desistimiento o rechazo en virtud de las causales establecidas por la norma, realización de visitas para atender 12 solicitudes, estudios geológico mineros para cuatro ARES declaradas; y delimitación y declaración de tres ARES, a saber:
 - ARE en el municipio de Socotá, departamento de Boyacá, mediante la Resolución 716 del 29 de octubre de 2013, para la explotación de carbón.
 - ARE en el municipio de Tasco, departamento de Boyacá, mediante la Resolución 137 del 7 de marzo de 2014, para la explotación de carbón.
 - ARE en el municipio de Lenguaque, departamento de Cundinamarca, mediante la Resolución 138 del 7 de marzo de 2014, para la explotación de carbón.
- Estudios geológico mineros realizados en 2013:
 - La Llanada – Nariño
 - Jericó – Boyacá
 - Pueblito Mejía – Bolívar
 - Socotá – Boyacá
- En el primer trimestre de 2014 se adelantó la gestión para la contratación que permita realizar estudios geológico-mineros y visitas de verificación. Los pre-pliegos fueron publicados el 7 de mayo de 2014.

3.1.3.3 Zonas mineras para minorías étnicas (comunidades indígenas, negras y mixtas)

En ejercicio de sus funciones, la Agencia debe “dirigir los estudios técnicos y sociales requeridos para señalar y delimitar las zonas mineras indígenas, de comunidades negras y mixtas, así como la declaratoria de las mismas, en los términos establecidos en la ley”³

En concordancia con dicha función, el 8 de febrero de 2013 el Ministerio de Minas y Energía trasladó 65 expedientes de zonas mineras de comunidades indígenas y 62 expedientes de zonas mineras de comunidades negras a la ANM. Una vez evaluados los expedientes recibidos, se encontró que tres de dichos expedientes no correspondían con solicitudes de delimitación de zonas mineras, 17 contenían información de zonas mineras indígenas declaradas y 19 de zonas mineras de comunidades negras declaradas. Con lo anterior el número total de solicitudes en trámite recibidas del Ministerio de Minas y Energía, una vez evaluados los expedientes, fue de 91.

A la fecha, se han realizado las siguientes actividades:

- Visitas de delimitación para las siguientes solicitudes:
 - Resguardo indígena Campo Alegre Afilador
 - Cabildo Indígena Nueva Isla
 - Resguardo Indígena San Marcelino
 - Resguardo Indígena Yarinal

- Resguardo Indígena Santa Rosa de Sucumbíos
- Resguardo Indígena Cañamomo Loma Prieta
- Consejo Comunitario Cocomaseco
- Consejo Comunitario Cocomanorte
- Consejo Comunitario El Aguacate
- Consejo Comunitario Chilona El Salto
- Consejo Comunitario Cértegui
- Consejo Comunitario Rio Pepe
- Visita de delimitación para la solicitud del Consejo comunitario Acadesan.
- Solicitud a las entidades y áreas competentes del gobierno para obtener la información necesaria que permitiera actualizar los expedientes y definir el trámite a seguir.
- Recepción de diez nuevas solicitudes de zonas mineras indígenas y ocho de comunidades negras en la Agencia.
- Se estableció el procedimiento MIS1-P-002 para “Delimitación y Declaración de Zonas Mineras”
- Proyección de los actos administrativos con la información general para 27 solicitudes de zona minera, en tanto que se recopila la información de terceros, entre la cual se encuentra la confirmación de presencia de comunidades indígenas en territorio no declarados como resguardos por parte del Ministerio de Interior; remisión del folio de matrícula inmobiliaria de las comunidades negras por parte de INCODER, y certificados de área libre de los polígonos delimitados.
- En el primer trimestre de 2014 se adelantó la gestión para la contratación que permita realizar visitas de delimitación. Los pre-pliegos fueron publicados el 7 de mayo de 2014.

3.1.3.4 Áreas Estratégicas de Minería, AEM

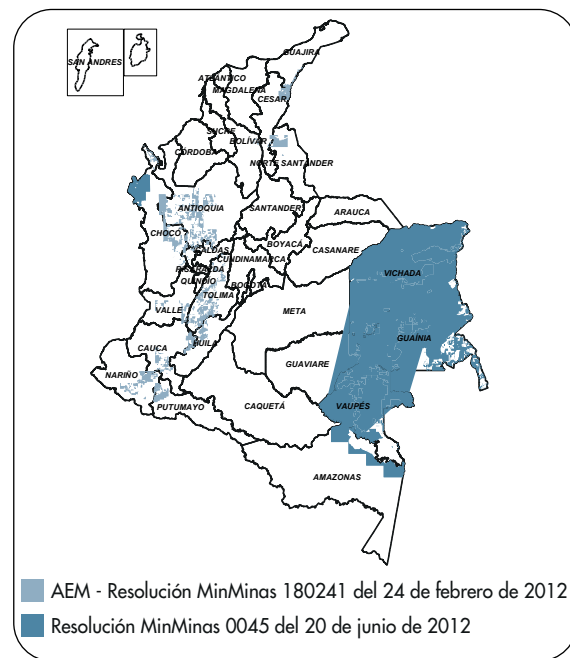
A través de la Resolución 180102 del 30 de

enero de 2012, el Ministerio de Minas y Energía catalogó los siguientes 11 minerales como de interés estratégico para Colombia: oro, platino, cobre, minerales de fosfatos, minerales de potasio, minerales de magnesio, carbón metalúrgico y térmico, uranio, hierro, y minerales de niobio y tantalio (coltán).

Con base en información geológica, geoquímica, geofísica y datos sobre ocurrencias, mineralizaciones y minas, se seleccionaron áreas con potencial para estos minerales estratégicos y se delimitaron Áreas Estratégicas de Minería (AEM), establecidas en la ley del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1450 de 2011).

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía declaró 2.900.947,78 de hectáreas a través de la Resolución 180241 del 24 de febrero de 2012 y la ANM declaró 17.570.198 de hectáreas mediante la Resolución 0045 del 21 de junio de 2012. En total bajo esta modalidad fueron declaradas 20.471.146,7 de hectáreas (ver gráfica 13).

GRÁFICA 13.
ÁREAS ESTRATÉGICAS MINERAS



Fuente: Agencia Nacional de Minería

Estas AEM serán subastadas a través de procesos de selección objetiva, con el fin de estimular la sana competencia, buscar mayor beneficio en términos de inversión y producción, y desa-

rollar proyectos que cumplan con estándares de responsabilidad social y ambiental.

La ANM tiene la función de promover la inversión en minería en el territorio nacional en coordinación con las autoridades competentes.

Con el fin de lograr una mayor participación de inversionistas en estos procesos y teniendo en cuenta que un mayor conocimiento del potencial minero es factor motivante para invertir en el sector, el Servicio Geológico Colombiano inició un programa de caracterización básica (geología, geoquímica y geofísica regionales) de las AEM. En este sentido, el SGC definió metodologías para la priorización del levantamiento de información. Como resultado de su aplicación, se asignó prioridad a 57 de los 313 bloques tipo I delimitados en la Resolución 180241 de 2012 del MME por sus mejores condiciones de potencialidad mineral y menores conflictos ambientales y sociales.

En desarrollo del programa de estudios geofísicos, geoquímicos y geológicos focalizados en las AEM, el SGC, a través de Fonade en mayo de 2013, culminó la contratación del levantamiento digital aerotransportado de magnetometría y gamma espectrometría, así como la ejecución del muestreo geoquímico. Por otra parte, la UPME contrató en el mes de mayo de 2013 a la firma CRU Strategies con el objeto de adelantar un estudio para caracterizar el mercado nacional e internacional de los minerales estratégicos. De manera paralela, durante 2013 y el primer trimestre de 2014, la ANM avanzó en la gestión con la realización de actividades claves para estructurar el primer

proceso de selección objetiva:

- Con el apoyo del Banco Mundial y el Ministerio de Minas y Energía, se preparó y revisó el primer borrador de las normas de procedimiento y de los términos de referencia que regirán los procesos de selección objetiva de AEM.
- Se conformó la mesa socio ambiental del proyecto con la participación de las entidades públicas con competencias en la materia. Se adelantaron reuniones y como resultado se obtuvo información relevante para una primera caracterización socio ambiental de las AEM.
- Se adelantaron estudios preliminares en materia de modelos de subastas, alternativas de contraprestaciones, estructura tributaria y caracterización de empresas mineras junior.
- Se realizaron estudios para el desarrollo de los lineamientos y herramientas para la implementación de las cláusulas sociales del contrato de concesión y de gestión del entorno para la preparación de los procesos de selección objetiva.
- Se realizaron reuniones con una misión del Banco Mundial, en las cuales se analizaron los avances en adquisición y procesamiento de información geofísica, geoquímica y de reconocimiento de campo por parte del SGC, lo que derivó en nuevas recomendaciones para el proceso, y se realizó una presentación de las salvaguardas ambientales para el proceso de Ronda, del cual se han obtenido importantes comentarios por parte del Banco Mundial de cara al establecimiento de los criterios que regirán el proceso de licitación de las AEM.

3.1.3.5 Promoción de inversión

El Decreto 4134 de 2011 asigna a la ANM la función de promover en el país y en el exterior la inversión en minería en el territorio nacional, en coordinación con las autoridades competentes. En desarrollo de esta función, la entidad adelantó distintas actividades enmarcadas en el diseño de estrategias de promoción de la

exploración y explotación de minerales, su ejecución, divulgación y evaluación. Entre estas actividades se encuentran:

- La participación en eventos nacionales e internacionales del sector minero, con el fin de promover la exploración y explotación de minerales en el país y presentar la nueva autoridad minera colombiana (ANM). Así mismo, se realizaron contactos directos con inversionistas actuales y potenciales, se evaluó el interés que despierta el sector minero colombiano y se analizaron las actividades y estrategias desarrolladas por otros países para la

promoción del sector minero.

- Entre enero de 2013 y marzo de 2014, la Agencia participó en 19 ferias y eventos del sector minero, 16 realizados en Colombia (Bogotá, Medellín, Cartagena, Valledupar, Paipa y Barranquilla) y otros 3 fueron realizados en el exterior (Toronto y Sydney). En estos, la ANM logró presencia institucional a través de la participación en el programa académico, el suministro de orientación personalizada, la participación en los planes de medios y divulgación y/o entrega de material informativo promocional a los asistentes de los eventos (ver tabla 14).

TABLA 14.
ASISTENCIA A FERIAS Y EVENTOS DE PROMOCIÓN AL SECTOR MINERO
2013 -2014

No.	Evento	Lugar	Organizador	Fecha
1	9° Congreso Internacional de Minería y Petróleo 2013- Economía, Sociedad y Medio Ambiente, hacia la identificación de metas comunes.	Cartagena	ANALDEX Cámara Colombiana de Minería Asociación Colombiana de Petróleo	Mayo 14 a 17 de 2013
2	Latin America Down Under (LADU)	Sydney, Australia	Paydirt Media (Apoyo del Ministerio de Relaciones Exteriores de Australia)	Mayo 29 y 30 de 2013
3	6° Foro sobre la infraestructura requerida para la competitividad del Carbón Colombiano	Paipa	Fenalcarbón	Junio 20 y 21 de 2013
4	2nd Mining Exploration Summit	Medellín	BNAméricas	Julio 17 y 18 de 2013
5	IV Minería Colombia	Bogotá	Corferias	Agosto 14 a 16 de 2013
6	4th. Coaltrans Colombia	Barranquilla	Coaltrans Conferences	Septiembre 3 y 4 de 2013
7	IX Colombia Minera – Feria Internacional de Minería y	Medellín	ANDI	Septiembre 25 a 27 de 2013
8	XVII Congreso Colombiano de Minería	Medellín	Asociación de Ingenieros de Minas de Colombia – Universidad Nacional de Medellín	Julio 17 y 18 de 2013
9	3r. Foro Socio-ambiental (Fenalcarbón)	Valledupar	Fenalcarbón	Noviembre 7 y 8 de 2013
10	IX Simposio Internacional de Energía (IPSE)	Cartagena	IPSE y la Universidad de Antioquia (UDEA)	Noviembre 27 y 28 de 2013
11	Cumbre de Gobernadores	Valledupar	Federación Nacional de Departamentos	Diciembre 4 y 5 de 2013 Febrero 10 y 11 de 2014
12	VI Convención Minera	Bogotá	Fenalcarbón	
13	Colombia Genera	Cartagena	ANDI	Febrero 13 y 14 de 2014
14	Taller de Debida Diligencia en Oro - OECD	Medellín	ANDI – ANM	Febrero 20 de 2014

No.	Evento	Lugar	Organizador	Fecha
15	Tercer Congreso SMGE - Minería Responsable	Cartagena	Asociación del Sector de la Minería a Gran Escala	Febrero 20 y 21 de 2014
16	Día Colombia en el marco de PDAC (Prospectors and Developers Association of Canada)	Toronto, Canadá	Prospectors and Developers Association of Canada (PDAC), Agencia Nacional de Minería, Marca País	Marzo 2 a 5 de 2014
20	Centro de Excelencia Minera	Bogotá	Agencia Nacional de Minería, Ministerio de Relaciones Exteriores	Marzo 24 y 25 de 2014

Fuente: Agencia Nacional de Minería

3.1.4. Fortalecimiento de presencia institucional

Los Puntos de Atención Regional – PAR, tienen como principal objetivo recibir solicitudes de información, consultas, documentos y correspondencia que se presente a la Agencia, garantizando el apropiado manejo documental; remitir a la sede central con los respectivos soportes, realizarlos trámites de los cuales carece de competencia y tramitar aquellos que le correspondan de acuerdo con las funciones asignadas.

Con el ánimo de fortalecer la presencia regional existente en siete ciudades del país las cuales fueron recibidas al Servicio Geológico Colombiano (Nobsa, Cali, Medellín, Valledupar, Bucaramanga, Cúcuta e Ibagué), se crearon cuatro PAR adicionales, en las ciudades de Cartagena, Manizales, Pasto, y Quibdó. Con estos puntos queda cubierto el 100% del territorio, teniendo en cuenta que Bogotá recibirá las solicitudes de los departamentos que no cubren los demás PAR.

Adicionalmente se dio apertura en 2013, al punto de atención al minero que funciona en Bogotá, en la sede central de la ANM. Este espacio está diseñado para atender solicitudes de información, consultas, documentos y correspondencia, de los usuarios.

3.1.5. Actualización de herramientas tecnológicas

3.1.5.1 Apertura radicator WEB

La ANM realizó la apertura de la ventanilla de radicación de propuestas mineras el 2 de julio de 2013 después de más de dos años de haber estado cerrada. Para este proceso se contó con el acompañamiento de la Unidad de Delitos Informáticos de la Fiscalía General de la Nación, de la Secretaría de Transparencia de la Presidencia de la República y de organismos de control.

El radicator de solicitudes mineras es un sistema de información autónomo que le permite a los proponentes realizar sus solicitudes de contrato de concesión de forma sencilla, transparente y segura, el cual funciona en tiempo real, lo que permite a los usuarios del sector minero radicar sus solicitudes de propuestas de contratos de concesión y autorizaciones temporales vía internet. El radicator web opera sobre una plataforma tecnológica robusta, ubicada en un centro de datos - externo a la ANM-, con todas las medidas tecnológicas de seguridad, y una arquitectura de alta capacidad y disponibilidad. La herramienta cuenta con un certificado de seguridad que garantiza que las transacciones realizadas en el mismo sean totalmente seguras.

Se dio apertura en 2013, al punto de atención al minero que funciona en Bogotá, en la sede central de la ANM.

Durante el periodo comprendido entre el 2 de Julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014, se recibieron por este medio, un total de 4.448 nuevas solicitudes en el país sobre un área de 5.784.147,14 hectáreas. Por tipo de mineral solicitado el 31% corresponde a metales preciosos (oro, plata, platino y metales preciosos), 40% a materiales de construcción, 13% a carbón, 3% para esmeraldas y 13% para otros minerales. Al 31 de mayo se tenían 9.694 títulos mineros, correspondientes a un área de 5.277.499,30 hectáreas, de los cuales el 61% se encuentran en etapa de exploración, construcción y montaje, y el 29% restante en etapa de explotación.

3.1.5.2 Nuevo sistema integral de gestión minera



Con el ánimo de brindar mayor transparencia y eficiencia en la atención a los usuarios del sector minero y para administrar eficientemente los recursos minerales, la entidad se propuso implementar un nuevo sistema integrado de gestión minera que responda a la necesidad que tiene la autoridad minera de articular sus procesos misionales y dar una respuesta ágil y efectiva a los usuarios mineros, mediante la oferta de trámites y servicios en línea. Así mismo este nuevo sistema responderá a estándares internacionales en materia de minería y de tecnología.

Para lograr lo anterior, a través de Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo –FONADE–, se contrató al Consorcio Software Minero (Pacific Geotech system Ltd - Gonet Colombia S.A.), ganador del proceso licitatorio. Fruto de

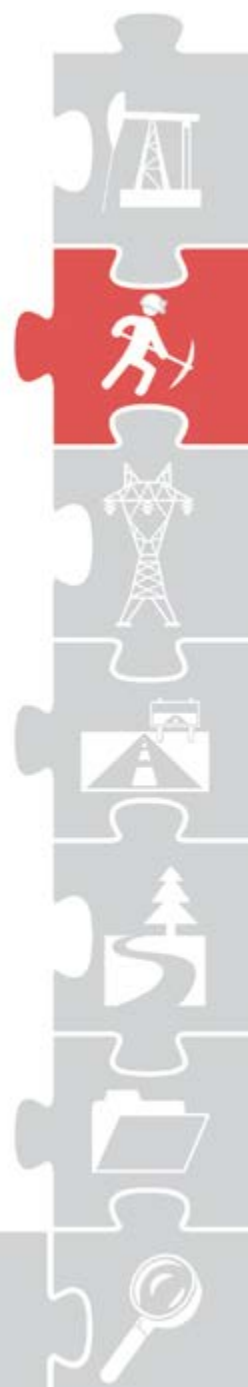
este proceso público se suscribió el contrato cuyo objeto es “Implementar el Sistema Integral de Gestión Minera de Colombia, el cual articula de manera integral los procesos misionales de la ANM, orientado a ofrecer servicios electrónicos al sector minero facilitando la gestión de las solicitudes, títulos mineros y control de la actividad minera”. De igual manera, cuenta ya con interventoría seleccionada.

El sistema Integral de Gestión Minera comprende cuatro componentes articulados entre sí:

- Actualización y adecuación de la arquitectura empresarial actual.
- Ajustes de procesos y procedimientos misionales y la interacción con los procesos de apoyo relacionados.
- Análisis, diseño, desarrollo, personalización, pruebas, migración y puesta en producción del software.
- Gestión del cambio, que abarca las actividades orientadas a garantizar la comunicación, sensibilización y capacitación de los usuarios.

Así mismo, con el carácter de integralidad que se le ha otorgado al sistema, éste ha sido concebido, estructurado y se está desarrollando como un instrumento de gestión de la información que responda de manera integral a las necesidades operativas y estratégicas de los usuarios internos, institucionales relacionados y del sector minero. De tal forma, que la información generada contribuya a la formulación y/o evaluación de políticas y planes más precisos y certeros que apoyen el desarrollo del sector minero en equilibrio con otros sectores productivos, el medio ambiente y las comunidades. Para ello, se definieron cuatro premisas:

- El cumplimiento de la política pública y la normatividad del sector.
- La optimización e integración de los procesos misionales, los procesos estratégicos y de apoyo y de seguimiento relacionados con el sistema.
- El mejoramiento de los datos.
- La integración de los procesos, los datos y la tecnología.



Durante el 2015, el país contará con un nuevo sistema de información minera que contendrá los componentes de administración de la propiedad (catastro) y de seguimiento a la misma (fiscalización) y que se articulará de manera electrónica con los demás sistemas internos de la entidad. El Banco Mundial en su más reciente informe planteó que éste puede llegar a ser el mejor sistema de información minera de la región.

3.1.5.3 Registro Único de Comercializadores de Minerales – RUCOM

El Registro Único de Comercialización de Minerales fue creado mediante el Artículo 112 de la Ley 1450 de 2011 “Plan Nacional de Desarrollo” y reglamentado en el último año por el Ministerio de Minas y Energía mediante los decretos 2637 de 2012 y 705 de 2013.

El objetivo del RUCOM es mitigar la explotación ilícita de minerales a través de la elaboración de un registro único de los comercializadores de minerales cuya actividad sea tanto para el consumo interno como para la exportación.

La plataforma RUCOM se encuentra disponible desde el pasado 13 de enero en la página web de la ANM, donde se permite realizar en línea las siguientes acciones: registro en la plataforma, solicitar inscripción, solicitar actualización y/o renovación del certificado de comercializador del RUCOM y consultar listados. Una vez registrado, el usuario puede generar cada uno de los trámites mencionados.

Los usuarios son informados a través de correo electrónico sobre el número asignado a la solicitud y el resultado de la evaluación de conformidad con los documentos exigidos. Los certificados cuentan con firmas digitales y pueden ser consultados y descargados por el usua-

rio, una vez ingrese a su respectiva sesión. Por otra parte, se puede verificar la veracidad de los documentos firmados digitalmente, desde la plataforma del RUCOM, ingresando por la página de la Agencia.

El RUCOM está conformado por seis grupos de listados:

- Titulares mineros que se encuentran en etapa de explotación, cuentan con autorización ambiental y tienen su plan de trabajo de obras aprobado.
- Beneficiarios de las Áreas de Reserva Especial –ARE.
- Mineros que se encuentran en trámite de legalización de sus operaciones.
- Barequeros, inscritos ante las alcaldías.
- Subcontratos de formalización minera.
- El último, está conformado por los comercializadores de minerales.

El objetivo del RUCOM es mitigar la explotación ilícita de minerales a través de la elaboración de un registro único de los comercializadores de minerales.

> Primer grupo

La Agencia lleva a cabo una depuración de todos los títulos mineros que se encuentran en etapa de explotación. A la fecha se encuentran publicados 369, que cumplen con el Programa de Trabajo y Obras –PTO, Programas de Trabajos e Inversiones-PTI aprobado y cuentan con la respectiva viabilidad ambiental.

> Segundo grupo

Se iniciará con el cargue de información de beneficiarios de las Áreas de Reserva Especial, en la herramienta construida para tal fin, la cual permitirá publicar el listado respecto en el RUCOM.

> Tercer grupo

Se encuentra publicada la información de las solicitudes de legalización que se encuentran en trámite.

> Cuarto grupo

De las 320 alcaldías oficiadas, solicitando el listado de barequeros registrados en los municipios, respondieron 121 y se está trabajando en la depuración de la información para la publicación del listado respectivo.

> Quinto grupo

El Decreto 2637 de 2012 estableció una serie de requisitos para que estos comercializadores de minerales sean registrados. Estos requisitos son los siguientes: a) Registro Único Tributario – RUT; b) Certificado de Cámara y Comercio; c) Balance General y Estado de Resultados; d) Declaración de Renta; e) Resolución DIAN para

comercializadores internacionales; y f) no tener deudas con la DIAN.

Al 30 de mayo, se recibieron las siguientes solicitudes de inscripción en el RUCOM:

TABLA 15.
SOLICITUDES DE INSCRIPCIÓN EN EL RUCOM

Solicitudes de comercialización recibidas	3.306
Solicitudes de títulos mineros recibidas	714

Fuente: Agencia Nacional de Minería

Avance de evaluación de las solicitudes de comercialización, con corte al 30 de mayo de 2014.

TABLA 16.
EVALUACIONES DE LAS SOLICITUDES DE COMERCIALIZACIÓN

Comercializadores	Certificadas	Requeridas	Rechazadas	Total
	1.112	1.068	199	2.379
Títulos mineros	Publicados	En evaluación	Pendientes de evaluación	Total
	369	238	197	804
Total general				2.601

Fuente: Agencia Nacional de Minería

3.1.5.4 Sistema de contraprestaciones económicas

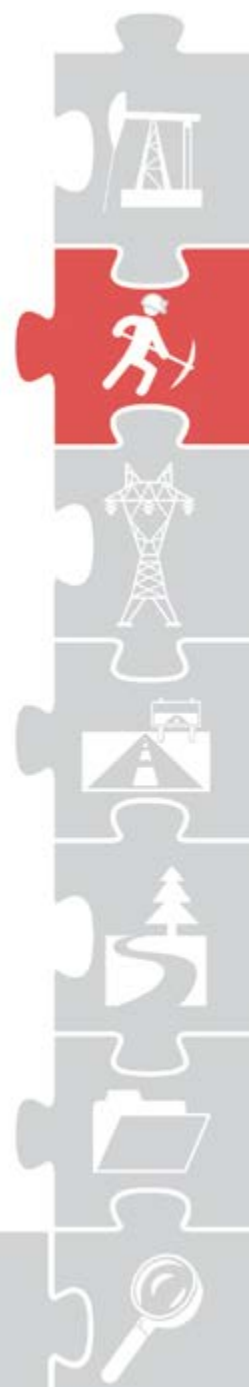
La Agencia Nacional de Minería llevó a cabo la contratación que permitirá la actualización y adecuación del sistema de contraprestaciones económicas, originados en los cambios que introdujo el Acto Legislativo 05 de 2011 y en los procedimientos de la ANM en materia de liquidación, recaudo y transferencia de los recursos de regalías y compensaciones que los titulares mineros deben pagar por la explotación de los recursos minerales en el territorio Colombiano. Así mismo, se ajustó por las modificaciones surgidas después de que Ingeominas recibiera el Sistema, en especial por la suscripción de otrosíes en los contratos PIN 044/89 Prodeco Calenturitas y Cerro Matoso – Níquel.

El sistema debió adecuarse con miras al enfoque emprendido por la Agencia de ofrecer un

servicio moderno, veraz, efectivo para realizar el diligenciamiento en línea de los formularios de declaración a cargo de titulares mineros, así como los que presentan agentes retenedores y exportadores en el pago de las regalías y contraprestaciones económicas.

La adecuación y los ajustes planteados vienen siendo objeto de pruebas con el cargue de información y se espera que durante la primera quincena del mes de junio, cada uno de los usuarios haya suscrito el acta que permite la entrada en operación del sistema.

Este sistema permitirá soportar los procesos de fiscalización que el grupo de Regalías y Contraprestaciones Económicas de la Vicepresidencia de Seguimiento, Control y Seguridad Minera, deben adelantar con base en información oportuna, integrada, veraz y confiable del pago de las contraprestaciones de los títulos mineros en etapa de explotación, solicitudes de legalización de minería de hecho, áreas de



reserva especial y barequeros (que por intermedio de agentes retenedores pagan regalías), lo que permitirá a la autoridad minera hacer una fiscalización efectiva de acuerdo con lo pactado en los contratos y la normativa vigente.

Con la implementación y puesta en producción del sistema de contraprestaciones económicas, se busca acabar con el manejo de información en forma dispersa que en hojas electrónicas Excel era manejado por los funcionarios a cargo de cada uno de los temas, tanto de información de producción, períodos de pago y monto de las regalías, a cargo de los responsables de la explotación de los recursos minerales, en un solo sistema y con información confiable y en línea.

En principio se registrará la información actual y en la medida en que la disponibilidad de recurso humano lo permita, deberá cargarse información retroactiva de manera que el sistema contenga el historial en producción y pago de regalías y compensaciones de los títulos mineros. Cuando se cuente con el Sistema de los Formularios en Línea la información se integrará.

3.1.5.5 Formularios en línea

La autoridad minera ha venido manejado un enfoque manual para llevar a cabo toda la operación de declaración, liquidación y pago de regalías. Esto supone que se haga un registro físico de todas las declaraciones de producción incluyendo movimientos de comercialización y exportación. Este mecanismo manual da libertad a los titulares para que autoliquidan, lo cual ha conllevado a que la información en algunos casos sea incompleta, la mayoría de los pagos se hagan a destiempo, se presenten documentos falsos, se comentan errores de cálculo, de declaración, etc... Para mitigar estos defectos y contar con información completa en todo el proceso, el Grupo de Regalías avanza

en el proyecto de sistematización de los formularios y formatos de declaración, liquidación y pago en línea.

Los formularios estarán en operación a través de la página web de la entidad en el segundo semestre de 2014 y serán soportados por el sistema de contraprestaciones económicas. Esto permitirá reunir la información necesaria para tener trazabilidad de los minerales, cruces en las acreditaciones de regalías y en los inventarios. Así mismo, permitirá un mayor control en las fechas de declaración, de pagos y en los datos de producción, reducirá la inconsistencia de información, y optimizará el manejo de la misma que recibe el Grupo de Regalías.

3.2. CONOCIMIENTO GEOLÓGICO

El Decreto 4131 del 3 de noviembre de 2011 en su Artículo 1° dispone cambiar la naturaleza jurídica del Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas) de establecimiento público a Instituto Científico y Técnico, con personería jurídica, autonomía administrativa, técnica, financiera y patrimonio independiente, que se denominará Servicio Geológico Colombiano, adscrito al Ministerio de Minas y Energía, el cual hará parte del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (SNC-TI). Éste tendrá como objeto realizar la investigación científica básica y aplicada del potencial de recursos del subsuelo; adelantar el seguimiento y monitoreo de amenazas de origen geológico; administrar la información del subsuelo; garantizar la gestión segura de los materiales nucleares y radiactivos en el país; coordinar proyectos de investigación nuclear, con las limitaciones del artículo 81 de la Constitución Política, y el manejo y la utilización del reactor nuclear de la

Durante 2012 y principios del año 2013, el Servicio Geológico Colombiano estructuró el sistema de gestión institucional acorde con la nueva naturaleza jurídica.



Nación. Para asumir este nuevo reto el Gobierno Nacional determinó la nueva estructura del Instituto a través del Decreto 2703 de 2013.

Durante 2012 y principios del año 2013, el Servicio Geológico Colombiano estructuró el sistema de gestión institucional acorde con la nueva naturaleza jurídica y funciones, logrando la construcción de la misión, visión, política de calidad, objetivos estratégicos, el mapa de procesos de la entidad, el plan de acción para el año 2013 y la consolidación de cada uno de sus procesos.

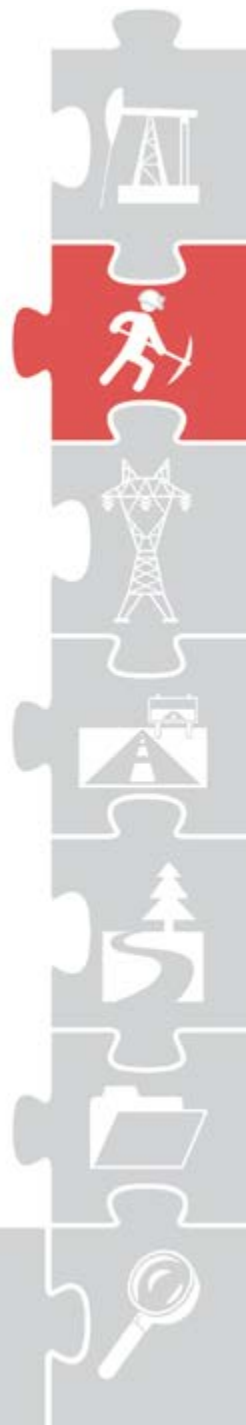
En este marco también se implementó el sistema de contratación por ciencia y tecnología, para darle agilidad a la contratación. De tal forma que, por medio de la Resolución D-087 del 31 de mayo de 2013 se adopta el Manual de Contratación del Servicio Geológico Colombiano el cual permite celebrar contratos para el desarrollo de actividades científicas y tecnológicas, de acuerdo con la definición contenida en el artículo 2 del Decreto Ley 591 de 1991.

Ahora bien, en respuesta a la necesidad de contar con una guía estratégica del quehacer científico de la entidad, se construyó el Plan Estratégico del Conocimiento Geológico del Territorio Colombiano 2013-2023, el cual tuvo en cuenta la asesoría y recomendaciones del Banco Mundial. El plan estratégico presenta la líneas temáticas, los programas y proyectos que se van a desarrollar en los próximos 10

años y la estrategias para lograrlo, dándole de esta manera un norte a la entidad en el largo plazo. Este documento fue presentado al Consejo Directivo, publicado en la página web en 2013, y socializado a través de diferentes medios a la comunidad científica, pero en forma especial en el Foro Perspectivas del Desarrollo del Conocimiento Geológico en Colombia 2014-2023 realizado el 6 de junio de 2014.

Con el propósito que la nueva institución cuenta con fuentes de financiación, el Acto Legislativo 05 de 2011, asignó el 2% de las regalías, destinados a la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos mineros, y al conocimiento y cartografía geológica del subsuelo. Es así como el Ministerio de Minas y Energía distribuyó dichos recursos a través de las Resoluciones 181209 del 3 de agosto de 2012 y la Resolución 90093 del 19 de febrero de 2013, asignándole al Servicio Geológico Colombiano la suma de \$9.099 millones para la vigencia 2012 y \$143.645 millones para la bianualidad 2013-2014.

Mediante la Resolución 106 del 18 de junio de 2013, el Director General del Servicio Geológico Colombiano incorporó los recursos del Sistema General de Regalías destinados al conocimiento y cartografía geológica del subsuelo colombiano, y mediante la Resolución 107 del 18 de junio de 2013 se distribuyeron los recursos del Sistema General de Regalías destinados al conocimiento y cartografía geo-



lógica del subsuelo colombiano, asignándolos a los mismos proyectos que se encuentran en la ley de presupuesto para la vigencia 2014.

En la tabla 17 se presenta la distribución por proyectos de los recursos del Sistema General de Regalías:

TABLA 17.
RECURSOS ANUALES ASIGNADOS POR PROYECTO EN MILLONES DE PESOS

Proyecto	2013	2014	Total
Ampliación del conocimiento geológico y del potencial de recursos del subsuelo de la nación	40.285*	64.400	104.685
Mejoramiento de la gestión de la información del subsuelo con la actualización y sostenibilidad de la infraestructura de TIC nacional	9.000	10.560	19.560
Inventario y monitoreo de geoamenazas y procesos en las capas superficiales de la tierra	18.170	6.000	24.170
Actualización instrumental del sistema sismológico nacional de Colombia	2.330		2.330
Implementación red nacional de estaciones permanentes geodésicas satelitales GPS para estudios e investigaciones geodinámicas en el territorio nacional		2.000	2.000
Total	69.785	82.960	152.745

Fuente: Servicio Geológico Colombiano. *Incluye \$9.099 millones de pesos correspondientes a la vigencia 2012

Para el cumplimiento de las metas del cuatrienio del avance en el conocimiento de cartografía geológica, el Servicio Geológico Colombiano adelantó la contratación por ciencia y tecnología para la elaboración de la cartografía geológica de un conjunto de planchas a escala 1:100.000 ubicadas en bloques del territorio nacional. Actualmente se desarrolla la fase de campo de la cartografía geológica en 50 planchas correspondiente a 108.279 Km² de las cuales ya ha avanzado en un 70% para esta fase.

Adicionalmente, las dos empresas contratadas en el 2012 a través del FONADE, para levantar la cartografía geológica a escala 1:100.000 de 38.811 Km² del territorio, culminaron el trabajo de campo y la construcción de las planchas. Actualmente se encuentran realizando el informe final correspondiente.

Durante el 2013 se realizó una nueva edición del Mapa Geológico de Colombia que incluye el mapa base oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) con el sistema de Coordenadas MAGNA⁴, sobre el cual se inte-

graron 97 mapas geológicos a escala 1:100 000, que se actualizaron con las publicaciones de la geología de Colombia realizadas desde el 2005 hasta julio de 2013 y se armonizaron con los mapas geológicos de Brasil y Perú.

El Servicio Geológico Colombiano está organizando para la tercera semana de julio, el taller del Mapa Geológico de Suramérica (MGSA) a escalas 1:1 M y 1:5 M, con delegados de los servicios geológicos del continente, en el municipio de Villa de Leyva. El taller tiene por objetivo mostrar los resultados del proyecto, avanzar en la armonización de la geología de las zonas fronterizas, y revisar y discutir un borrador del MGSA a escala 1:5 M, que se espera esté culminado para su lanzamiento en la Asamblea General de la Comisión del Mapa Geológico del Mundo (CGMW) durante el XXXV Congreso Internacional de Geología en Ciudad del Cabo, Suráfrica, en el 2016.

En el 2012 y con base en información geológica, geoquímica y geofísica, el Ministerio de Minas y Energía y la ANM declararon las Áreas Estratégicas Mineras, es así como el Servicio Geológico Colombiano, con apoyo y

4 Marco Geocéntrico Nacional de Referencia

asesoría de expertos en geofísica del Banco Mundial, estructuró las especificaciones técnicas y delimitó áreas de interés para realizar levantamiento de información geofísica aerotransportada orientada a acrecentar el conocimiento geológico del territorio Colombiano y a conocer el potencial de recursos del subsuelo en un área de cerca de 438.000 km² en los Andes y Oriente Colombiano.

Para contratar el cubrimiento aerogeofísico en los bloques referidos, se realizó licitación pública a través del Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo (FONADE), producto de lo cual se adjudicaron tres contratos a empresas internacionales con amplia experiencia en este tipo de levantamientos de aerogeofísica. La ejecución de los contratos se inició en julio de 2013 y se extenderá hasta el primer semestre de 2014. Al finalizar el mes de mayo se alcanzó el levantamiento aerogeofísico llegando a 277.341 Kms. lineales. La información fue transferida a servidores del SGC para su evaluación y custodia.

Se han realizado diferentes reuniones de socialización sobre la importancia de los estudios de Morfodinámica de la línea de Costa Caribe ante las entidades públicas y algunas privadas de los departamentos de Magdalena y La Guajira. En diversas reuniones se insistió en la necesidad de establecer una adecuada sinergia entre entidades del Estado, liderado por el Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, que al mismo tiempo permita su integración con estudios litorales que conduzcan a la zonificación del riesgo por amenazas diapiroismo-vulcanismo de lodos existente.

Además, la entidad se encuentra culminando los estudios previos para la investigación de las

zonas de mayor potencial de los recursos hídricos subterráneos, que se orientan a validar a través de la perforación de pozos exploratorios los modelos hidrogeológicos de sistemas acuíferos estratégicos del país con un presupuesto aproximado de \$13.300 millones.

Para tal efecto se ha evaluado información primaria y secundaria de tipo hidrogeológico y temática relacionada en áreas de los departamentos del Quindío, Risaralda, Guajira, Cesar, Boyacá, Magdalena y Santander, que involucra las características geológicas y geofísicas, el inventario de pozos, aljibes y manantiales, características hidrológicas y meteorológicas para el balance hídrico subterráneo, características hidráulicas e hidrogeoquímicas de los acuíferos captados.

El estado del arte de los modelos hidrogeológicos de las áreas de los departamentos anteriores han permitido definir los estudios técnicos y las especificaciones técnicas de los pozos a perforar, que involucran adicionalmente la selección del sitio definitivo, los accesos y los requerimientos ambientales y técnicos exigidos por las corporaciones autónomas

regionales respectivas, para la construcción de ocho pozos exploratorios profundos, que han sido contratados mediante un proceso de ciencia y tecnología.

En abril de 2014, el Servicio Geológico Colombiano hizo entrega a la Corporación Autónoma de la Guajira dos pozos exploratorios perforados y construidos en el municipio de Maicao, donde pondrán extraerse en conjunto caudales de 100l/s. Se trabaja en las pruebas de bombeo de otro pozo en la ciudad de Riohacha y se avanza en la perforación de dos pozos ubicados en los municipios de Manaure y Uribía, alcanzando así una inversión total de \$5.498.022.268

En abril de 2014, el Servicio Geológico Colombiano hizo entrega a la Corporación Autónoma de la Guajira dos pozos exploratorios perforados y construidos en el municipio de Maicao, donde pondrán extraerse en conjunto caudales de 100l/s.



para la investigación en aguas subterráneas en el departamento de la Guajira.

Otro frente de trabajo del SGC es la actualización del mapa nacional de amenaza por movimientos en masa escala 1:100.000, para lo cual en el año 2011 se generaron dos documentos metodológicos por cuanto se hacía indispensable construir las planchas geomorfológicas para aplicar la metodología que utiliza información secundaria generada por el Servicio Geológico Colombiano, el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC, y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, IDEAM.

En el 2012 se definió como estrategia la elaboración de dichas planchas, mediante convenios con las universidades que tienen facultad de geología en el país, de tal manera que dando inicio a este proceso en diciembre de 2012 se firmó el primer convenio con la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, UPTC, para elaborar 16 planchas del denominado Bloque 1. En el primer trimestre de 2013 se firmaron convenios con las universidades EAFIT, UIS y Nacional Bogotá, para elaborar los Bloques 3 a 6, durante el segundo semestre se firmaron convenios para elaborar los bloques 7 al 18 con las universidades de Caldas, Nacional Medellín y Pamplona, cubriendo de esta manera la gran mayoría de las planchas de la Región Andina y la Sierra Nevada de Santa Marta.

La inversión asciende aproximadamente a \$21.600 millones en el 2013 por parte de la entidad. Por su parte, el equipo de trabajo del instituto ha venido realizando las denominadas "planchas control", de las cuales se han elaborado un total de 13 planchas de cada una de las temáticas y se están complementando las memorias técnicas correspondientes.

Con el convencimiento natural de todos los niveles de la organización de la necesidad de fortalecer la capacidad de gestión de información geocientífica, se está realizando con el apoyo de la Universidad de los Andes un proyecto de innovación, que le permitirá al SGC incorporar, apropiar y adaptar tecnologías de información y comunicaciones, en un marco de arquitectura empresarial.

3.3. LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA



En el 2013, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección de Minería Empresarial formuló el documento "Lineamientos de Buenas Practicas Mineras", el cual se fundamenta en cuatro ejes temáticos o pilares: responsabilidad social empresarial, transparencia en el sector minero, sustentabilidad ambiental, y seguridad y salud en el trabajo.

Con base en dichos lineamientos, en el 2014 el Ministerio de Minas y Energía se encuentra trabajando en el eje de sustentabilidad ambiental mediante la formulación de la Política de Cierre de Minas, para lo cual se conformó un grupo interinstitucional del cual hacen parte la Unidad de Planeación Minero Energética, la Agencia Nacional de Minería, y la Oficina Ambiental y Social del ministerio. De igual forma, se trabaja en una estrategia de capacitación sobre el buen uso del cianuro.

Teniendo en cuenta que una de las situaciones identificadas es la mala percepción sobre la industria minera, se está trabajando en el mejoramiento de la imagen de la industria minera para facilitar la puesta en marcha de los proyectos s en el territorio nacional, lo cual corresponde a uno de las acciones propuestas en el tema de responsabilidad social.

Dentro de este ámbito, la responsabilidad social empresarial es uno de los pilares fundamentales para el fortalecimiento e implementación de dichas metas. Con este objetivo el ministerio se encuentra desarrollando acciones encaminadas a lograr que estos principios de responsabilidad social sean adoptados por las principales empresas en el país, y así promover el desarrollo sostenible de la industria en los aspectos, social, ambiental y económico.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía ha revisado y actualizado la Política de Administración del Recurso Minero, con el fin de que la misma dé respuesta a las condiciones actuales de la actividad minera. Actualmente se encuentra en proceso de socialización con el fin de recoger los comentarios de los diferentes estamentos del sector minero, para posteriormente adoptar la misma.

Finalmente, en la búsqueda de una mayor transparencia para el sector extractivo, desde el Viceministerio de Minas se está preparando a Colombia para candidatura ante la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas -EITI. Para surtir un proceso exitoso y que el país obtenga el estatus de País candidato.

A la fecha los avances en el cumplimiento de estos requisitos son los siguientes:

> Manifestación de interés

El Gobierno Colombiano manifestó mediante declaración pública e inequívoca su intención de implementar EITI en el marco de la 6ta Conferencia Global de la EITI el 24 de mayo de 2013 en Sydney, Australia, durante el evento "EITI Stakeholder Pledging Forum".

> Liderazgo

La Presidencia de la República de Colombia designó al Ministerio de Minas y Energía como

cabeza del sector minero-energético como institución líder del proceso. De igual manera y coordinadamente con esta cartera, ratificó al Viceministro de Minas como Líder responsable de la implementación de la candidatura del país. Así mismo, se ha conformado una Coordinación Nacional atendiendo recomendaciones internacionales, con el fin de que el país cuente con una estructura institucional que permita concretar adecuadamente el proceso de EITI en el país.

> Comité Tripartita Nacional de Colombia

El gobierno colombiano ha conformado el Comité Tripartita Nacional. Este proceso inició en el mes de julio de 2013 y concluyó el 31 de diciembre de 2013.

> Aproximación al diseño de Plan de Acción Nacional de Colombia

La Coordinación Nacional de Colombia con base en el Scoping Study, el apoyo de los Cooperantes, y analizando experiencias internacionales, ha determinado como punto de partida la necesidad de abordar un Plan de Acción Nacional (plan de trabajo) que le permita a Colombia optar por un proceso de implementación adaptada a la EITI.

Este proceso implicará que el país defina un alcance por etapas el cual para un primer reporte nacional que comprenda el universo de los hidrocarburos, y se extienda progresivamente a la minería de gran escala. Adicionalmente, se ha considerado la necesidad de formular acciones a corto, mediano y largo plazo, que le permitan al país mejorar el alcance de los siguientes reportes nacionales, trabajando en acciones necesarias para superar las barreras inicialmente identificadas principalmente en materia de flujos de información.

El ministerio se encuentra desarrollando acciones encaminadas a lograr que principios de responsabilidad social sean adoptados por las principales empresas.

3.4. REGLAMENTACIÓN NORMATIVA

Teniendo en consideración que la actividad minera debe desarrollarse bajo condiciones normativas, el Ministerio de Minas y Energía expidió la siguiente reglamentación:

- Decreto No. 0705 del 12 de Abril de 2013 "Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 2637 del 17 de diciembre de 2012" (Registro Único de Comercialización de Minerales).
- Decreto No. 0934 del 9 de Mayo de 2013 "Por el cual se reglamentan el artículo 37 de la Ley 685 de 2001".
- Decreto No. 0935 del 9 de Mayo de 2013 "Por el cual se reglamentan los artículos 271, 273 Y 274 de la Ley 685 de 2001".
- Decreto No. 0943 del 14 de Mayo de 2013 "Por el cual se reglamentan los artículos 74,75,76 Y 77 de la Ley 685 de 2001 y 108 de la Ley 1450 de 2011".
- Decreto No. 1414 del 2 de Julio de 2013 "Por medio del cual se reglamenta parcialmente el artículo 108 de la Ley 1450 de 2011".
- Resolución No. 9 0079 del 13 de Febrero de 2013 "Por la cual se adopta la metodología para realizar la Valoración de las Reservas Minerales de Colombia".
- Decreto No. 723 del 10 de Abril de 2014 expedido por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo "Por el cual se establecen medidas para regular, registrar y controlar la importación y movilización de la maquinaria clasificable en las subpartidas 8429.11.00.00, 8429.19.00.00, 8429.51.00.00, 8429.52.00.00, 8429.59.00.00, 8431.41.00.00, 8431.42.00.00 Y 8905.10.00.00 del Arancel de Aduanas y se dictan otras disposiciones".
- Decreto No. 035 del 13 de enero de 2014 "Por el cual se adecua la implementación del registro Único de Comer-

cializadores de Minerales – RUCOM – y se dictan otras disposiciones".

3.5. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO – PNDM

Se inició el proceso de proyección del nuevo plan, a partir del PNDM 2010-2014 vigente, el cual fue estructurado con fundamento en un proceso participativo con el acompañamiento del Ministerio de Minas y Energía y los aportes de actores del Estado, la sociedad y el empresariado. Asimismo, este plan tiene como base el análisis de las líneas estratégicas y los objetivos específicos identificados en el PNDM vigente.

3.5.1. Líneas estratégicas del PNDM

- Línea 1. Promoción y posicionamiento de la industria minera.
- Línea 2. La minería como factor de crecimiento económico y desarrollo social.
- Línea 3. Minería Artesanal y Pequeña Escala –MAPE.
- Línea 4. Compromiso de Estado para el desarrollo de la industria.

La UPME se ha propuesto darle continuidad a muchas de ellas y complementarlas de acuerdo con los nuevos retos y necesidades del sector, ajustando sus contenidos con la información resultante de los estudios recientes, definiendo una temporalidad más amplia que permita tener una visión de mediano y largo plazo, y estableciendo un esquema de coordinación, seguimiento y evaluación de las actividades que en él se establezcan.

3.6. PLAN NACIONAL DE ORDENAMIENTO MINERO – PNOM

Para la formulación del PNOM, se partió de los resultados e información obtenida en desarrollo del convenio suscrito entre la UPME



y COLCIENCIAS, el cual permitió contar con artículos especializados sobre temas relevantes para el sector minero. Otros elementos importantes para estructurar el PNOM y sus lineamientos están representados, de un lado, en los insumos recogidos de las nueve reuniones regionales coordinadas con la Federación Nacional de Departamentos – FND y de otro lado, en la interacción con la Comisión de Ordenamiento Territorial – COT, y otras instancias como Ministerio de Ambiente, Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, Ministerio de Interior, Unidad de Planificación Rural Agropecuaria -UPRA, Instituto Geográfico Agustín Codazzi- IGAC, entre otras.

El diagnóstico sobre los problemas que enfrenta la minería se puede resumir en:

> Política pública

Ausencia de una visión de mediano y de largo plazo en el sector minero y otros sectores relacionados como el de usos del suelo.

> Institucionales

Existencia de agendas contradictorias en el sector público, debilidad del Estado y del imperio de la ley en muchas jurisdicciones mineras, y complejidad y captura de la consulta con comunidades.

> Ambientales y diálogo social

Impactos ambientales y sociales no debidamente identificados, prevenidos, mitigados o compensados.

> Información

Falta de información para la toma de decisiones y de contenido, y rigor técnico en la formulación y evaluación de los instrumentos propios de los proyectos mineros.

Se hace una propuesta con carácter indicativo de ordenamiento minero que busca resolver los conflictos o problemas planteados, considerando las acciones en curso por parte de la industria y el gobierno, así como las reformas institucionales realizadas, que trasciende la dimensión puramente geográfica pero es integrable a estos esfuerzos de ordenamiento. El propósito de este plan es lograr un aprovechamiento ordenado y responsable de los recursos mineros promoviendo la conversión del capital minero en otras formas de capital que se traduzcan en mayor bienestar y desarrollo para el país.

3.7. ACCIONES DE FORMALIZACIÓN MINERA

El Ministerio de Minas y Energía, por medio de su Dirección de Formalización Minera, formuló la Política Nacional para la Formalización de la Minería, con la participación de más de 1000 actores, tales como mineros, asociaciones de mineros, gremios del sector, universidades, entidades gubernamentales del orden nacional y territorial, ONGs, empresas mineras de interés nacional, representantes del Congreso de la República, asambleas departamentales y concejos municipales, entre otros. De tal manera, la gestión del ministerio en esta materia está enmarcada en los avances de cada una de estas líneas.



3.7.1. Líneas estratégicas formalización minera

3.7.1.1 Coordinación interinstitucional

El objetivo de esta línea estratégica, es articular todas las agendas de las partes interesadas en el desarrollo de la minería a pequeña escala, con el fin de viabilizar los planes y proyectos

del sector, y concretar procesos exitosos de formalización minera.

En la ejecución de esta línea estratégica, se cuentan con mesas que tienen como objetivo la construcción de políticas, planes, programas y proyectos que faciliten la formalización minera. En la tabla 18 se relacionan las mesas conformadas en el año 2013, y que siguen vigentes en 2014.

TABLA 18.
ESCENARIOS INTERINSTITUCIONALES

Escenarios Interinstitucionales creados en el 2013-2014				
Nombre de la mesa	Entidad coordinadora	Dependencia del Ministerio de Minas y Energía que lidera el proceso	Entidades que participan	Área de influencia
Mesa de Formalización Minera Cundi-Boyacense	Ministerio de Minas y Energía	Dirección de Formalización Minera	ANM, Gobernación de Cundinamarca, Movimiento Cívico, Fedecundí, Fenalcarbón, Fedeboyacá, Empresa Carbochoque, Uniminas, Coquecol, veeduría ciudadana, Mineros de Boyacá y Cundinamarca.	Departamentos de Boyacá y Cundinamarca
Mesa Interinstitucional Minero Ambiental para el Valle del Cauca, contra la explotación y explotación ilícita de yacimientos	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca-CVC_ Minimas	Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales - OAAS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Minas y Energía, Agencia Nacional Minera, CVC, Alcaldía de Guadalajara de Buga, Contraloría Departamental del Valle del Cauca, CTI, Gobernación del Valle del Cauca - despacho, Alcaldía de Buenaventura, Alcaldía de Ginebra, Fiscalía General, Policía Nacional-Dicar.	Departamento Valle del Cauca
Mesa de Desarrollo Territorial Afrocaucana	Ministerio de Agricultura	Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales - OAAS	Voceros de la Mesa de Desarrollo Territorial Afrocaucana, representantes de consejos comunitarios y el vice ministro de Minas, delegados de la Agencia Nacional de Minería, representante de la Policía Nacional, delegados del Ministerio del Interior, Presidencia de la República.	Departamento del Cauca
Mesa de interlocución del Sur de Bolívar	Ministerio del Interior	Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales - OAAS	Voceros de Asoagromisbol, MinInterior, MinAmbiente, ANM, MinMinas.	Sur de Bolívar
Formalización Minera para el sector Esmeraldífero Cundi-Boyacense	Ministerio de Minas y Energía	Dirección de Formalización Minera	Asociación de Mineros Peña Blanca, Muzo, Quípama, Asojoyerías Candelaria, Comunidades Productoras de Chivor, Coopmicol, Macana, Chivor, Ubalá, Muzo, Quípama, La Victoria, Otanche, San Pablo de Borbur	Boyacá -Cundinamarca

Escenarios Interinstitucionales creados en el 2013-2014				
Nombre de la mesa	Entidad coordinadora	Dependencia del Ministerio de Minas y Energía que lidera el proceso	Entidades que participan	Área de influencia
MESA EXPLOSIVOS	ANDI	Dirección de Minería Empresarial	ANDI, INDUMIL, DCCA, MinMinas, ANM	Nacional
MESA DEL CHOCÓ	Gobernación del Chocó	Dirección de Formalización Minera	MinMinas, MinAmbiente, MinInterior, MinTrabajo, ANM, Gobernación del Chocó, FEDEMICHOCO, 11 Representantes de los Consejos Comunitarios del Chocó, 4 Organizaciones Indígenas del Chocó, Garantes	Departamento del Chocó
MESA CONALMINERCOL	ANM	Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales - OAAS	MinMinas, MinAmbiente, MinInterior, MinTrabajo, MinDefensa, ANM, Gobernación de Antioquia, CONALMINERCOL, Garantes	Departamento de Antioquia, Risaralda, Guainía, Valle del Cauca, Nariño
MESA DEPARTAMENTAL DE SUCRE	Gobernación de Sucre	Dirección de Formalización Minera		Departamento de Sucre

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

De otra parte, y con el fin de abordar la Política Nacional para la Formalización de la Minería, se firmó el convenio marco 149 de 2014 entre el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Minería, con el objeto de: "Aunar esfuerzos para adelantar acciones conjuntas en temas de interés recíproco para cada una de las partes, en el desarrollo de la política de formalización minera y en las ocho (8) Líneas Estratégicas que permiten la operatividad de la misma, a saber: 1. Coordinación interinstitucional para la gestión eficiente, 2. Formación para el trabajo minero, 3. Inclusión diferencial y desarrollo social, 4. Información para la Formalización, 5. Fortalecimiento Técnico, Asociativo y Empresarial, 6. Recursos e incentivos para la formalización, 7. Minería bajo el amparo de un título, 8. Normatividad y lineamientos para la formalización minera."

3.7.1.2 Formación para el trabajo minero

Teniendo como propósito fundamental implementar la política para la formalización de la minería, el Ministerio de Minas y Energía ha venido desarrollando las siguientes actividades:

Caracterización de zonas de pilotos

En la tabla 19 se presentan los departamentos y municipios de caracterización de las unidades de producción minera.



TABLA 19.
CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES DE PRODUCCIÓN MINERA

Caracterización de unidades de producción minera	
Departamento	Municipios
Santander	San Gil, Valle San José, Páramo, Mogotes, Sabana de Torres
Risaralda	La Virginia, Santa Rosa de Cabal, Pereira, Quinchía
Valle	La Victoria, Jumbo, Buga
Antioquia	Nechí, Cáceres, Caucasia, Zaragoza, El Bagre, Tarazá, Valdivia
Nariño	Roberto Payán, Magüi Payán, Barba-coas, Tumaco
Chocó	Acandí, Bagadó, Cantón de San Pablo, Cértegui, Condoto, Itzmina, Lloró, Medio San Juan, Nóvita, Quibdó, Sipi, Tadó, Unguía, Unión Panamericana
Tolima	Ibagué, Cajamarca, Anzoátegui, Coello, Espinal, Saldaña, San Luis, Valle de San Juan, Ataco, Chaparral, Coyaima

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Caracterización y capacitación a barequeros

Por otro lado, para optimizar los procesos de extracción de oro por barequeo a través de la aplicación de prácticas limpias, se realizó la caracterización, capacitación y asistencia técnica a 10.075 barequeros en seis departamentos del territorio nacional (ver tabla 20).

TABLA 20.
CARACTERIZACIÓN DE BAREQUEROS

Caracterización de barequeros	
Departamento	Municipios
Huila	Tesalia, Iquira, Campoalegre, Yaguará, Palermo
Tolima	Chaparral, Ataco
Valle	Buenaventura, Guacarí, Ginebra, Buga
Chocó	Quibdó
Antioquia	Puerto Nare, Puerto Berrio, La Pintada
Caldas	Marmato

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

En este mismo sentido, se implementó un programa de formación y capacitación a comunidades mineras y autoridades municipales en el territorio nacional ejecutando 47 talleres, dos diplomados, ocho cursos y cuatro rondas de consultoría con expertos internacionales. A estos eventos asistieron 2035 personas.

Con estos programas se busca sensibilizar e informar a las comunidades y autoridades mineras sobre la política para la formalización de la minería, que adelanta el Ministerio de Minas y Energía sobre aspectos legales, ambientales, sociales y empresariales que les permitirán responder de forma certera y satisfactoria al proceso de formalización de la actividad minera.

3.7.1.3 Inclusión diferencial y desarrollo social

Estos son los principales objetivos de esta línea estratégica:

- Apoyar la implementación de la estrategia de erradicación del trabajo infantil en Minería.
- Formular e implementar una estrategia para el fortalecimiento de la participación de la mujer en la actividad minera según lo establecido en la normatividad vigente.
- Realizar actividades de apoyo a las actividades emprendidas para la erradicación de la explotación sexual comercial en minería.
- Formular el programa para la atención integral del adulto mayor minero, apoyados en la estrategia del Gobierno Nacional para la protección y defensa de los derechos del adulto mayor.
- Formular un Programa de Reconversión Laboral de la actividad minera.
- Formular y poner en marcha un programa de acompañamiento para el apoyo y fortalecimiento de los proyectos productivos mineros de las comunidades étnicas.

En el año 2013 se adelantaron las siguientes acciones asociadas a esta línea estratégica:

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la



Dirección de Formalización Minera, financió la identificación de la población de menores trabajadores en unidades de producción minera en cuatro municipios de Antioquia (Anorí, Zaragoza, El Bagre y Yolombó) y uno en Bolívar (Santa Rosa del Sur), con el fin de implementar acciones que garanticen el restablecimiento de los derechos de los niños y sus familias, por parte de las entidades competentes.

Como resultado de este levantamiento de línea base aplicada a 30.000 niños en estos cinco municipios, se identificaron 10.000 niños dedicados al trabajo infantil, 5.000 de ellos son trabajadores del sector minero.

Otro proyecto importante para el país, es Somos Tesoro. A través de la gestión de la Dirección de Formalización Minera, el Departamento de Trabajo de los Estados Unidos –adjudicó una licitación por valor de US\$9.000.000 con el fin de seleccionar firmas especializadas que aborden acciones en Colombia, encaminadas a “combatir el trabajo infantil en la minería y mejorar las condiciones de trabajo del sector de la pequeña minería/minería artesanal”.

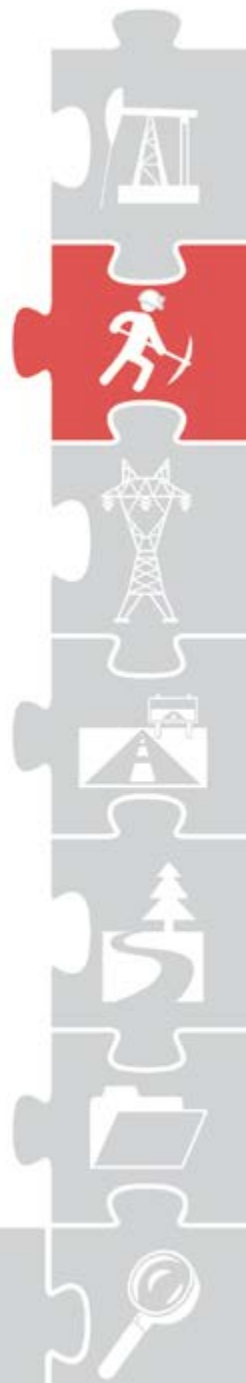
La inversión se realizará en los departamentos de Boyacá y Antioquia, durante los siguientes cuatro años, bajo la coordinación directa del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Trabajo y el Instituto Colombiano de Bienestar Familiar.

De otra parte, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con el Ministerio de Trabajo suscribieron un convenio con el fin de identificar niños, niñas y adolescentes trabajadores en el

sector minero en los municipios de Anzoátegui, Venadillo, Casabianca, Herveo y el Municipio de Ataco del Departamento del Tolima y Barranco de Loba y Simití en el Departamento de Bolívar, Apartado y San Pedro de Urabá en Antioquia, a través de la entrevista a 40.000 niños. De estos niños identificados, cerca de 11.300 fueron ubicados en las más baja condiciones de formas de trabajo infantil y 132 de estos en minería.

En 2014 se han adelantado las siguientes acciones asociadas a la línea estratégica:

- Apoyo la estrategia de Erradicación de Trabajo infantil en Niños, niñas y adolescentes trabajadores en la minería a pequeña escala en los 14 municipios identificados en 2013.
- Levantamiento de línea base en Nechi (Antioquia) y Taraira (Vaupés) a través de la aplicación de 4.000 encuestas.
- Identificación de mujeres trabajadoras en la minería a pequeña escala y formulación de la estrategia de intervención en seis municipios (Anorí, Zaragoza, el Bagre, Yolombó, Santa Rosa del Sur, Ataco), a través de la aplicación de 10.000 entrevistas a hogares.
- Acompañamiento psicosocial para el fortalecimiento de competencias para la empleabilidad y/o la puesta en marcha de iniciativas productivas, con 1.650 mujeres y/o adultos mayores, trabajadores en la minería a pequeña escala, jefes de hogar.



Estas iniciativas se constituyen en el inicio de un plan de intervención para que las entidades que conforman el Comité Técnico para la Erradicación de Trabajo Infantil, de acuerdo con sus competencias, dispongan los recursos e identifiquen los actores y organizaciones que garantice el restablecimiento de los derechos de los niños, niñas trabajadores y sus familias. Posteriormente el modelo sería replicado en el resto del país.

Finalmente, la Dirección de Formalización Minera está iniciando en diferentes zonas del país una serie de mesas de trabajo con actores públicos y privados, nacionales y locales, nacionales e internacionales, con el fin de iniciar la construcción de los lineamientos de la política social de la minería a pequeña escala.

3.7.1.4 Fortalecimiento técnico, asociativo y empresarial

Teniendo como propósito fundamental implementar la política para la formalización de la minería, el Ministerio de Minas y Energía ha venido desarrollando las siguientes actividades:

Se brindó acompañamiento y asistencia técnica a 80 unidades de producción minera en diez departamentos del territorio nacional, con un total de 714 mineros capacitados y asistidos técnicamente (ver tabla 21).

TABLA 21.
ACOMPAÑAMIENTO Y ASISTENCIA TÉCNICA

Acompañamiento y asistencia técnica	
Departamento	Títulos mineros asistidos
Cundinamarca	17
Boyacá	9
Santander	14
Tolima	6
Caldas	19
Huila	2
Antioquia	9
Cauca	1
Meta	2
Casanare	1

Fuente: ANM

Se brindó acompañamiento y asistencia técnica a 80 unidades de producción minera en diez departamentos.

Otro aspecto importante es la asistencia técnica brindada en reconversión tecnológica para la eliminación del mercurio en el proceso de beneficio del oro. En esta actividad se realizaron 13 talleres teórico prácticos en el municipio de Santa Rosa – Sur de Bolívar, a través de los cuales se beneficiaron 574 mineros, los cuales desarrollan sus labores en cuatro unidades de producción minera legales.

El proyecto ha generado en la comunidad minera concientización sobre la problemática ambiental y de salud por el uso del mercurio en el proceso de beneficio del oro, propiciando reducciones del orden del 90% en cada una de las unidades productivas intervenidas, con un 80% de recuperación de oro, además se demostró la eficiencia del proceso, generando mayor productividad.

3.7.1.5 Recursos e incentivos para la formalización

Con el fin de avanzar en la construcción de un marco jurídico en materia de recursos e incentivos para la minería de pequeña escala, se realizó un trabajo conjunto con el legislativo para la promulgación de la Ley 1658 del 15 de julio de 2013, la cual constituye la base para desarrollar acciones concretas de apoyo financiero al pequeño minero.

Actualmente la Dirección de Formalización Minera se encuentra adelantando acciones con el propósito de viabilizar estos incentivos financieros que permitan la formalización de la minería a pequeña escala.

3.7.1.6 Minería bajo el amparo de un título

Estado actual de los procesos para el trabajo bajo el amparo de un título:

TABLA 22.
SOLICITUDES DE LEGALIZACIÓN (LEY 685 DE 2001)

Grupo de trabajo	Solicitudes radicadas (total)	Solicitudes rechazadas en firme	En elaboración de minuta y firma de contrato	Contratos suscritos	Para inscripción en RMN	Contratos inscritos en RMN	En trámite
ANM	3284	2610	110	0	0	251	313
Antioquia	109	87	0	0	0	17	5
Total	3393	2697	110	0	0	268	318

Fuente: ANM Corte: 31 de Mayo de 2014

TABLA 23.
SOLICITUDES DE FORMALIZACIÓN DE MINERÍA TRADICIONAL (DEC. 0933/13)

Grupo de trabajo	Solicitudes radicadas (total)	Solicitudes rechazadas en firme	En elaboración de minuta y firma de contrato	Contratos suscritos	Para inscripción en rmn	Contratos inscritos en rmn	En trámite
ANM	6995	3226	0	1	0	1	3.769
Antioquia	1552	567	0	0	0	0	985
Total	8547	3793	0	1	0	1	4.754

Fuente: ANM Corte: 31 de Mayo de 2014

TABLA 24.
SUBCONTRATO DE FORMALIZACIÓN MINERA

Solicitudes radicadas (total)	Solicitudes rechazadas en firme	Solicitudes autorizadas	Subcontratos de formalización suscritos	Subcontratos de formalización aprobados	Para anotación en RMN	Subcontratos anotados en RMN	En trámite
8	0	6	5	0	0	0	8

Fuente: Gobernación de Antioquia, Corte: 31 de Mayo de 2014

Las cifras presentadas son el resultado de las acciones conjuntas realizadas entre la Agencia Nacional de Minería y el Ministerio de Minas y Energía en el marco de las acciones de la Política Nacional para la Formalización de la Minería.

3.7.1.7 Normatividad y lineamientos para la formalización

Con el fin de contar con herramientas normativas que contribuyan a la formalización de la

minería a pequeña escala, el Ministerio de Minas y Energía participó en la expedición de las siguientes normas:

- Decreto 0933 de 2013 "Por el cual se dictan disposiciones en materia de formalización de minería tradicional y se modifican unas definiciones del Glosario Minero". Este decreto se expidió con el fin de dar trámite a las solicitudes radicadas en virtud del artículo 12 de la Ley 1382 de 2010, teniendo en cuenta

que dicha Ley fue declarada inexecutable por la Corte Constitucional, mediante Sentencia C-366 del 11 de mayo de 2011.

- **Ley 1658 del 15 de Julio 2013**

“Por medio de la cual se establecen disposiciones para la comercialización y el uso de mercurio en las diferentes actividades industriales del país, se fijan requisitos e incentivos para su reducción y eliminación y se dictan otras disposiciones”.

Artículo 11 “Incentivos para la Formalización”, el cual contiene:

- **Literal a.** Subcontrato de Formalización Minera. (Reglamentado por el Decreto 480 del 06 de Marzo de 2014).
- **Literal b.** Devolución de Áreas para la Formalización Minera (Actualmente se encuentra en elaboración del decreto reglamentario).

3.8. OTROS TEMAS DE INTERÉS

3.8.1. Seguridad minera



En materia de seguridad minera, la Dirección de Formalización del MME, dio continuidad a los procesos de actualización de los reglamentos de seguridad en labores mineras subterráneas y a cielo abierto, mediante la gestión

de un equipo conformado por representantes del Ministerio de Trabajo, Ministerio de Salud, Ministerio de Minas y Energía, y la Agencia Nacional de Minería.

En el mes de diciembre de 2013, se socializó con los ministerios mencionados el documento final con la propuesta de modificación del Decreto 1335 de 1987 o Reglamento de Seguridad e Higiene Minera Subterránea, el cual fue retroalimentado y se encuentra para la firma por parte de los ministros.

En cuanto a la actualización del Decreto 2222 de 1993, o Reglamento de Seguridad e Higiene Minera a Cielo Abierto, se ha realizado la revisión y modificación del mismo, por parte del equipo técnico conformado para tal fin, teniendo un avance a la fecha del 80%.

Por otra parte, con el propósito de implementar la Política de Seguridad Minera, adoptada por este ministerio mediante Resolución 018-1467 del 7 de septiembre de 2011, se ejecutaron las actividades planteadas en el marco del proyecto de inversión: “Implementación de la Política de Seguridad Minera en el Territorio Nacional”, a través de la suscripción del convenio interadministrativo CGC 061 con la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.

Para el desarrollo del citado convenio, se dictaron 13 líneas de capacitaciones teórico - prácticas, en las ciudades de Zulia-Norte de Santander; Amagá - Antioquia; Nobsa - Boyacá, Ubaté- Cundinamarca, Jamundí- Valle del Cauca dirigido a personal técnico, supervisores y trabajadores de labores subterráneas de carbón; en las ciudades de Marmato - Caldas, Segovia-Antioquia, dirigido a personal técnico, supervisores y trabajadores de labores subterráneas auríferas; en los municipios de La Pintada, Duitama, Soacha, Buga, Matanza, y Villavicencio, dirigido a personal técnico, supervisores y trabajadores de explotación cielo abierto de materiales de construcción. Se capacitaron un total de 602 mineros en temas de seguridad e higiene minera.

Se
capacitaron un total de
602 mineros en
temas de seguridad e higiene
minera.

3.8.2. Control a la explotación ilícita de minerales

Con relación a la explotación ilícita de minerales en varias zonas del país, es preciso aclarar que las competencias para su control y sanción están establecidas en la Ley 685 de 2001 y en el Código Penal.

No obstante, con el propósito de coordinar acciones con las diferentes entidades de la rama ejecutiva para el control a la explotación ilícita de minerales, el Ministerio de Minas y Energía ha diseñado mecanismos de apoyo a nivel nacional, para contrarrestar esta problemática, con las siguientes actividades:

Apoyar la conformación del Grupo Especializado sobre Minería Ilegal de los Países Miembros de la Organización del Tratado de Cooperación Amazónica – OTCA-

La Secretaría Permanente de la OTCA tiene dentro de sus propósitos apoyar los esfuerzos nacionales, mediante la realización de estudios de diagnóstico regional, la atracción y difusión de tecnologías apropiadas y el acopio de información sobre buenas prácticas internacionales. Fueron destinados recursos, por parte de la OTCA, para el desarrollo del estudio “Gestión Integrada y Sostenible de los Recursos Hídricos Transfronterizos en la Cuenca del Río Amazonas considerando la Variabilidad y el Cambio Climático OTCA / GEF / PNUMA”

Por Colombia, es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible quien está trabajando de la mano con la OTCA para el Desarrollo de las actividades técnicas sobre la cuenca de la Amazonía.

Participación en el Comité andino contra la minería ilegal

El Comité Andino contra la minería ilegal, en el cual tienen asiento representantes de las autoridades nacionales competentes en la materia, tiene como función coordinar la implementación de las disposiciones establecidas en la Decisión 774 del 30 de julio de 2012.

En reunión ampliada con los representantes titulares ante la Comisión de la Comunidad Andina fue adoptada la “Política Andina de Lucha contra la Minería Ilegal”, publicada en la Gaceta Oficial de la Comunidad el 10 de octubre de 2012. En donde fue adoptado el término de:

Minería ilegal: Actividad minera ejercida por persona natural o jurídica o grupo de personas, sin contar con las autorizaciones y exigencias establecidas en las normas nacionales.

Además fueron elaborados los siguientes decretos reglamentarios de la Decisión 774 de 2012:

- **Decreto 2235 del 30 de Octubre de 2012.** Uso de maquinaria pesada y sus partes en actividades mineras sin las autorizaciones y exigencias previstas en la ley.
- **Decreto 2261 del 2 de Noviembre de 2012.** P’or el cual se establecen medidas para regular, registrar y controlar la importación de la maquinaria e insumos químicos que puedan ser utilizados en actividades mineras sin las autorizaciones y exigencias previstas en la ley.

Mesa Valle del Cauca

Dentro del marco del programa para la prevención y manejo de conflictos minero – ambientales, en la jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca, se creó la Mesa Interinstitucional para este departamento, para la prevención y el control a la exploración y explotación ilícita de yacimientos mineros.

En el desarrollo de ésta, se ha logrado capacitar a las autoridades locales y regionales en materia de prevención y control a la explotación ilícita de minerales. Además, se ha logrado la coordinación y articulación de las entidades del Estado, desde el ámbito nacional hasta el regional y local. Adicionalmente, se han creado herramientas jurídicas para ejercer controles en diferentes ejes de acción.

Capacitaciones a Grupo Especializado de Policía Judicial para la DICAR.





Se realizó un diplomado coordinado y dirigido por la Escuela de Criminalística y Policía Judicial a nivel nacional quienes hacen parte de la Dirección de Carabineros y Seguridad Rural-DICAR en aspectos relacionados con los delitos ambientales, explotación ilícita de minerales, conceptos básicos técnicos geológicos y mineros, normatividad minera vigente, procesos contractuales ante la Autoridad Minera entre otros.

Proyecto de inversión “Control a la explotación ilícita de minerales”

Se formuló el proyecto de “Control a la explotación ilícita de minerales Colombia”, por medio del cual se busca adquirir insumos de información que evidencien la explotación ilícita de minerales y el posible daño a generarse sobre los recursos naturales. La ejecución de estas acciones se realizará mediante la suscripción de un convenio cuyo objeto será el de aunar esfuerzos entre el Ministerio de Defensa Nacional (Fuerza Aérea Colombiana – FAC) y el Ministerio de Minas y Energía, para el control de la explotación ilícita de minerales mediante el fortalecimiento del sistema de información y de la información de aerofotografía y reconocimiento aéreo de la FAC, así como el análisis, interpretación y suministro de dicha información, para el Ministerio de Minas y Energía, como aporte para el control a la explotación ilícita de minerales.

3.8.3. Sistema de Información Minero Colombiano, SIMCO

El sector minero, como locomotora del actual gobierno, ha contado con un sistema de información oficial confiable a través del SIMCO, que tiene a cargo la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, de conformidad con el Decreto 1258 de 2013, el cual ha tenido un incremento en el número de consultas durante el período de referencia.

Para el SIMCO cuyo link es www.simco.gov.co se efectuaron las siguientes acciones:

- Revisión y actualización de las series de producción, precios, regalías, exportaciones e importaciones de los principales minerales.
- Elaboración y publicación de los boletines de análisis y comportamiento de producción minera, regalías mineras, PIB minero, IED en minería, precios de minerales y exportaciones mineras, por trimestre y año.
- Revisión y actualización de las series de indicadores de minería.
- Publicación de las resoluciones de fijación de precios para el pago de regalías.

El SIMCO cuenta con 100 series de tiempo con información mensual, trimestral y anual, algunas desde el año 1931 a primer trimestre de 2014.

3.8.4. Estudios adelantados por la Unidad de Planeación Minero Energética

Caracterización del mercado nacional e internacional de los 11 minerales definidos como estratégicos

El estudio permitió caracterizar el mercado global de minerales considerados estratégicos, y servirá de insumo al sector para la toma de decisiones en materia de selección objetiva y adjudicación pública de las áreas estratégicas, contribuyendo a promover el aprovechamiento racional, técnico y responsable de los recursos minerales, con base en las tendencias mundiales que se identificaron para cada uno de ellos. El estudio incluyó el análisis de 11 minerales estratégicos definidos en la resolución 180102 de enero de 2012: cobre, oro, platino, roca fosfórica, potasio, uranio, mineral de hierro, magnesio, carbón (térmico y metalúrgico) y coltán. El análisis se concentró en temas de interés para aumentar el conocimiento sobre el sector, permitiendo conocer distintos aspectos de cada uno de estos minerales.

- Estructura y caracterización de la demanda a nivel internacional.
- Dimensión y caracterización de la oferta a nivel internacional.
- Balance oferta demanda a nivel internacional.
- Análisis de competitividad de la industria del mineral en Colombia.

Análisis de oferta y demanda de materiales de construcción y arcillas en Bogotá, Medellín, Bucaramanga, Barranquilla, Santa Marta y Eje Cafetero

El proyecto realizó una evaluación de la situación actual y los escenarios futuros del mercado

de los materiales de construcción y arcillas, teniendo en cuenta las restricciones técnicas, sociales, legales y ambientales que se presentan en las ciudades de Medellín, Bucaramanga, Barranquilla, Santa Marta, Bogotá, Pereira, Manizales y Armenia, y sus áreas de influencia e indica a los diferentes actores las medidas que deben adoptar en diferentes escenarios.

Este estudio permite conocer la situación actual de la industria de materiales de construcción y arcillas en las ciudades analizadas, hacer un diagnóstico del transporte de estos materiales para abastecer los mercados en dichas ciudades, analizar la demanda actual y proyectada para los próximos diez años para proyectos de vivienda e infraestructura, identificar las restricciones actuales para el desarrollo de la industria de materiales de construcción y arcillas, evaluar la oferta actual y la proyectada para el abastecimiento de la demanda, así como los impactos técnicos, económicos, ambientales y sociales. Adicionalmente, se generó una aplicación SIG para el modelo de oferta y demanda de materiales de construcción que identifique la potencialidad de las zonas que abastecen la demanda, teniendo presente restricciones técnicas, económicas, legales, ambientales, etc.

Para tener un panorama completo sobre la situación de estos recursos minerales en el país, se realizará en 2014 el estudio ampliado para las ciudades de Cúcuta, Cali, Villavicencio, Cartagena, Sincelejo, Yopal, Valledupar y Montería y sus áreas de influencia. El proceso contractual está en curso, ya se adjudicó y se espera iniciar en junio de 2014.

Certificación y valoración de reservas y propiedades mineras en Colombia

Se implementó y ejecutó un Programa de Desarrollo Ejecutivo en estimación de reservas - recursos mineros y la certificación - valoración de propiedades mineras. El proyecto incluyó el desarrollo de un manual que presenta los

Se realizó un estudio para caracterizar el mercado global de minerales considerados estratégicos.

parámetros que se deben tomar en cuenta para establecer los estándares necesarios de los estudios de valoración de recursos y reservas mineras y las mejores prácticas que aseguran el cumplimiento y la compatibilidad de estos estándares con otros de igual naturaleza aplicables a la pequeña, mediana y gran minería.

Se desarrollaron tres jornadas de capacitación (diplomados) en las ciudades de Bucaramanga, Bogotá y Paipa, con participación de 134 profesionales, de instituciones públicas y privadas, y se elaboró un proyecto de Especialización en Economía Minera, cuyo objeto es dar respuesta al desarrollo, profundización e investigación en estas áreas de conocimiento. También se propone crear una norma para la valoración de recursos y reservas mineras en Colombia, que permita conocer todo el mapa de proceso y los términos a usar en dicha valoración, tanto en los procedimientos, como en los requisitos para certificarse como personas competentes.

Adicionalmente, se trabajó en una primera versión sobre los parámetros a tener en cuenta para la creación de la comisión nacional certificadora de competencias en valoración de recursos y reservas mineras, indicando los aspectos sobre su funcionamiento, conformación, funciones, carácter legal, campo de aplicación, disposiciones generales y recomendaciones.

Reglamento de planes de cierre de minas y su infraestructura asociada

Este estudio tuvo como propósito principal identificar los principales elementos asociados al cierre de minas, con énfasis en la elaboración de un reglamento para implementar los planes de cierre de minas y abandono de su infraestructura, detallando los instrumentos de gestión, financiación y los procedimientos para realizar la fiscalización por parte de las autoridades

competentes en este proceso.

Se propuso un proyecto de ley para efectuar e implementar los planes de cierre de minas y abandono de infraestructura, indicando y detallando los escenarios y requisitos para realizar cierres parciales y definitivos, así como los instrumentos de seguimiento, control y procedimientos para su fiscalización e implementación por parte de las diferentes autoridades y las competencias de éstas en este aspecto, como parte fundamental de la sostenibilidad a la que se ve abocada la industria minera.

Análisis de encadenamientos productivos para el sector minero en Colombia

Con el ánimo de conocer el nivel de encadenamiento de la industria minera, hacia adelante y hacia atrás, con otros sectores de la economía, se realizó la construcción de una matriz insumo producto a nivel nacional, con énfasis en el sector minero colombiano. Dicho énfasis se entiende como el logro del mayor nivel posible de desagregación, tanto del sector minero como de los sectores que tienen una relación económica directa con éste, con el fin de individualizar las relaciones de oferta y demanda que el sector tiene con el resto de la economía. Igualmente, se empleó la matriz de insumo producto para calcular los multiplicadores directos y totales.

Durante el segundo trimestre de este año, la Agencia Nacional de Minería y la Unidad de Planeación Minero Energética han iniciado la construcción de una estrategia de desarrollo de una industria de proveedores del sector minero, que incluye también el de servicios complementarios, con el fin de llegar en el mediano y largo plazo a cerrar la brecha entre las necesidades de la industria minera (demanda) con la oferta de bienes y servicios a la minería que tiene el país.

Se realizó un estudio que tuvo como propósito principal identificar los principales elementos asociados al cierre de minas.

Escenarios mineros para Colombia con horizonte a 2032

Este proyecto de Escenarios Mineros para Colombia analizó información del sector minero colombiano con el fin de identificar los asuntos relevantes y las tendencias mundiales, además de identificar las fuerzas jalonadoras y su clasificación según la importancia e incertidumbre. Con base en ello se hace la construcción lógica de los escenarios, y finalmente se plantan opciones estratégicas para llevar el sector hacia los escenarios positivos y deseados en los próximos 20 años.

Como resultado del estudio, no sólo se propusieron tres escenarios futuros para el sector minero, sino que también se identificó un conjunto de estrategias y de temas claves para ser analizados. En el ejercicio de escenarios mineros para Colombia se identificaron inicialmente las variables inciertas que le darán forma al futuro de la minería en Colombia y luego se definieron combinaciones de estados de esas variables para determinar los posibles escenarios futuros.

Está planteado para este año, darle continuidad a este proyecto, mediante un ejercicio de modelamiento basado en dinámica de sistemas, para poder cuantificar los escenarios a partir de las variables inciertas con las cuales se construyeron. Este esquema de modelamiento puede luego usarse para analizar el impacto de las diferentes estrategias sobre las variables inciertas en los diferentes escenarios futuros, y otros indicadores que se definan. Una vez desarrollados los modelos podríamos analizar la presencia de singularidades (inimaginables) en cada uno de los escenarios y ver cuál sería el impacto que tendría sobre el sector minero.

El proyecto de Escenarios Mineros para Colombia analizó información del sector minero colombiano con el fin de identificar los asuntos relevantes y las tendencias mundiales.

Actualización de indicadores sectoriales

Con el objetivo de mantener información actualizada sobre el sector minero, se contrató un estudio para realizar la identificación, definición, validación y actualización de los indicadores sectoriales levantados en diciembre de 2010. Se incluyen en este trabajo indicadores de gestión, económicos, ambientales, sociales, mineros y de competitividad del sector con el propósito de tener una visión integral de la industria minera. Durante este semestre se revisaron y se actualizaron al corte de 2013.

Definición y análisis de alternativas para desarrollar un plan de choque en el sector productor de carbón al interior del país

Este estudio analiza los instrumentos de política pública que podrían ser usados para estabilizar los ingresos de los productores de carbón del interior del país, tales como mecanismos para reducir las fluctuaciones de los precios al productor como medidas que contribuyan a mejorar la competitividad de este producto. Se realizó un resumen actualizado del diagnóstico ya existente de los principales obstáculos que enfrenta la minería de carbón a menor escala, un análisis de los elementos a favor y de los factores en contra de la conveniencia de medidas como los fondos de estabilización de precios para los productores y de comprador único, frente a medidas orientadas más hacia el mejoramiento de la productividad y hacia la formalización del sector. El estudio también evalúa los instrumentos financieros, tributarios y/o de naturaleza fiscal, disponibles para usar como potenciales soluciones a la problemática del sector.



Construcción y aplicación de herramientas de modelamiento para el sector minero

Se adelanta en la Unidad de Planeación Minero Energética el proyecto integral en la caracterización y modelamiento del mercado de minerales. Este proyecto pretende caracterizar las variables determinantes de la oferta y la demanda de carbón y metales preciosos en su primera etapa, a fin de tener una herramienta cuantitativa de análisis y proyección de mercado de estos minerales para tomar decisiones estratégicas en el planeamiento del sector minero.

3.8.5. 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, que consiste en la administración del Fondo Nacional de la Esmeralda, a través de una fiduciaria vigilada por la antes



Superintendencia Bancaria, la cual está constituida 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 1% sobre el valor en moneda extranjera que debe ser reintegrado por cada exportación de esmeraldas sin engastar.

Dentro del contrato parafiscal de la esmeralda

se crea el Fondo Nacional de la Esmeraldas, el cual tiene un comité de dirección conformado por cinco miembros, en el cual el Gobierno Nacional está representado por dos miembros, que corresponden al director de Formalización Minera o su delegado, y al director del Servicio Nacional de Aprendizaje, SENA, o su delegado.

Los recaudos del fondo parafiscal de la esmeralda para el año 2013 correspondieron a la suma de \$ 2.608.273.007 y durante los primeros cuatro meses del año 2014 se han recaudado \$713.490.495, recursos que han sido administrados por esta Federación a través de un encargo fiduciario con FIDUCOLDEX.

3.8.6. Acompañamiento a empresas mineras en la solución de problemáticas específicas

La Dirección de Minería Empresarial, en su función de facilitar las relaciones de las grandes empresas productoras de minerales con las demás entidades del Gobierno Nacional, ha brindado acompañamiento a Cerrejón, Drummond, Colombian Natural Resources, Fenoco y Prodeco, entre otras, en la solución de problemas específicos que se han presentado, tales como: el bloqueo de trabajadores en la Mina La Francia, huelgas laborales, construcción de la segunda línea del Ferrocarril de Fenoco, cargue directo en los puertos de exportación de carbón.

3.8.7. Mesas de trabajo minería de carbón departamentos de Norte de Santander, Cundinamarca y Boyacá

Durante 2013 se conformaron dos mesas de trabajo con empresarios de la industria minera del carbón, una en el departamento de Norte de Santander y la otra en Cundinamarca y Boyacá liderada por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Dirección de Minería Empresarial. En desarrollo de las acciones al interior de las dos mesas, se han gestionado algunas actividades para dar solución ante las

entidades competentes.

Entre los temas gestionados y que forman parte de las agendas acordadas con los empresarios se encuentran los siguientes:

- Reducción de los costos de bodegaje para los explosivos.
- No cobro de las visitas de fiscalización a partir de junio de 2013, durante el 2014 y en lo posible en los años 2015 y 2016.
- Acercamiento con la Embajada de China para acuerdo de cooperación internacional en transferencia de tecnología para Norte de Santander.
- Gestión para capacitaciones especializadas dirigidas a profesionales y empresarios mineros.
- Acercamientos con alcaldes municipales para eliminar la tarifa de alumbrado público.
- Identificación de la red terciaria y gestión ante Invías y DNP para la inclusión de éstas en el inventario para evaluar su intervención.
- Búsqueda de alternativas para viabilizar la construcción del Ferrocarril del Carare.
- Solución con el Ministerio de Transporte para el problema de transporte internacional de carga.

3.8.8. Mejoramiento de la imagen y percepción de la industria minera para facilitar la puesta en marcha de los proyectos mineros

Desde el Ministerio de Minas, y a través de la Dirección de Minería Empresarial, se formuló el proyecto de inversión denominado "Mejoramiento de la Imagen y Percepción de la Industria Minera para Facilitar la Puesta en Marcha de los Proyectos Mineros en el territorio nacional" vigencia 2014 – 2015, cuyo alcance es divulgar información clara y verídica a la comunidad, empresas mineras y autoridades regionales y locales, como insumo para la toma

de las decisiones relacionadas con la entrada en operación de los proyectos mineros, facilitar la interrelación entre empresas, comunidad, autoridades regionales y locales, que permita la difusión de buenas prácticas mineras, ambientales y sociales, así como el aporte de la industria minera en la economía e implementar una campaña de comunicación para mejorar la imagen que se tiene de la industria minera en el territorio nacional.

Para esto se realizarán jornadas de trabajo con autoridades locales y regionales, que permitan mejorar el conocimiento de la industria, eventos de divulgación y capacitación con expertos internacionales sobre cierre de minas, código del cianuro y técnicas de su uso, entre otros, con base en el documento de lineamientos de buenas prácticas mineras. Además, se diseñará e implementará una estrategia integral de comunicaciones dirigida a los diferentes actores para fortalecer las relaciones entre el sector privado, público y social.

3.9. SEGUIMIENTO A FUNCIONES DELEGADAS POR PARTE DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

3.9.1. Función de conocimiento y cartografía geológica

De conformidad con lo establecido en el artículo 2 del Acto Legislativo. 5 de 2011 y en el numeral 4 del artículo 7 de la Ley 1530 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía adelantar las actividades de conocimiento y cartografía geológica del subsuelo colombiano. Sin embargo, en consideración con las funciones propias del Servicio Geológico Colombiano, que adelanta entre otras, las actividades de investigación científica básica y aplicada del potencial de recursos del subsuelo, seguimiento y monitoreo de amenazas de origen geológico, administración de la información del subsuelo, mediante Resolución 18 1283 del 31 de julio de 2012, el Ministerio de Minas y Energía delegó en el Servicio Geológico Colombiano la función de conocimiento y cartografía geológica del subsuelo colombiano.



Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía asignó recursos del 2% del Sistema General de Regalías para los años 2010 y 2014, por valor de \$152.744.555.180, para apalancar proyectos de inversión que venía adelantando el Servicio Geológico Colombiano para cumplir con sus tareas misionales. Entre estos proyectos están el de ampliación del conocimiento geológico y del potencial de recursos del subsuelo de la nación, mejoramiento de la gestión de la información del subsuelo con la actualización y sostenibilidad de la infraestructura de tic nacional, inventario y monitoreo de geoamenazas y procesos en las capas superficiales de la tierra, y actualización instrumental del sistema sismológico nacional de Colombia, Implementación red nacional de estaciones permanentes geodésicas satelitales GPS para estudios e investigaciones geodinámicas en el territorio nacional.

En cuanto a la ampliación del conocimiento geológico, se ha logrado un gran avance en cartografía geológica alcanzando al año 2013 una cobertura del 57% del territorio nacional y avanzando con el propósito de alcanzar en el año 2014 un cubrimiento del 65%. Así mismo la entidad avanza en conocimiento geoquímico y geofísico con múltiple aplicabilidad, entre otras, el conocimiento del potencial de recursos minerales del país.

3.9.2. Función de fiscalización minera

Mediante Resolución 18 0876 de 7 de junio de 2012, el Ministerio de Minas y Energía reasumió la función de fiscalización, seguimiento y control de los títulos mineros delegada por este ministerio al entonces Instituto Colombiano de Geología y Minería – Ingeominas, y la delegó en la Agencia Nacional de Minería. Así mismo,

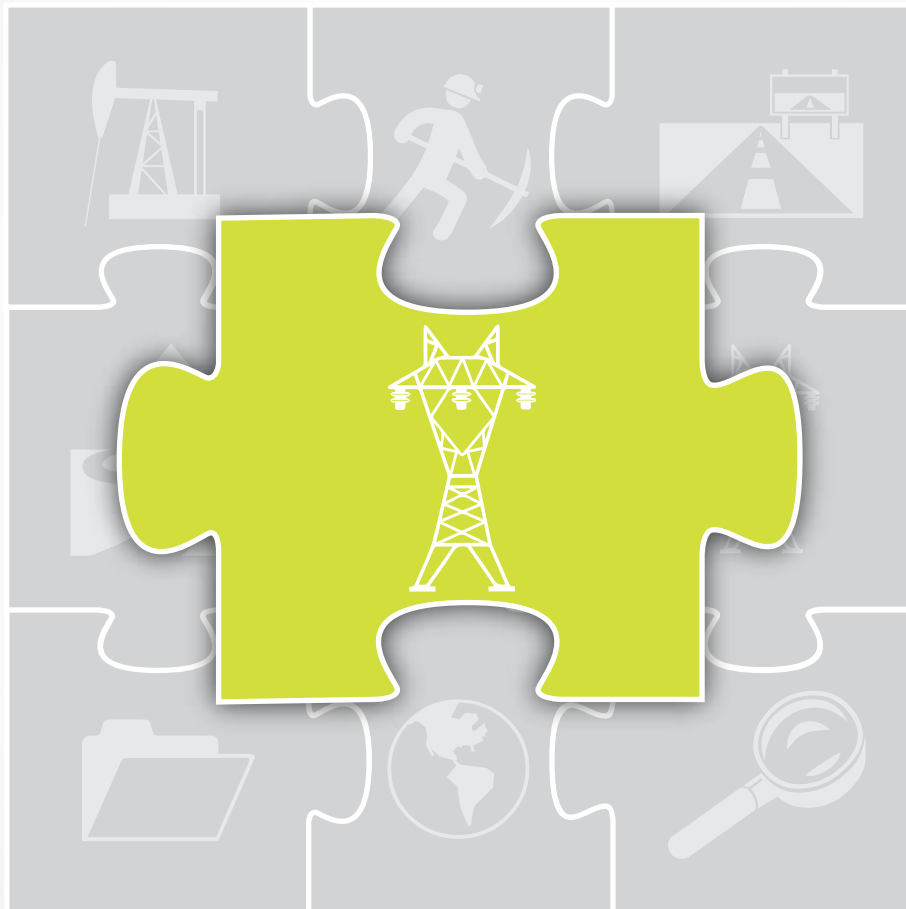
a través de la Resolución 18 1016 del 28 de junio de 2012, se modificó la delegación entregada en el Servicio Geológico Colombiano conferida mediante Resolución 18 2306 de 22 de diciembre de 2011, en el sentido de delegar en la ANM la fiscalización, seguimiento y control de la ejecución de los títulos mineros delegada en las gobernaciones de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Caldas, Cesar y Norte de Santander, una vez se verificara la condición que trata los artículos 2 y 6 de la Resolución 18 2306 del 22 de diciembre de 2011.

Mediante Resolución 18 1492 de 30 de agosto de 2012, se modificó la Resolución 18 1016 de 2012 y se delegó en el departamento de Antioquia, la función de fiscalización de los títulos mineros vigentes en jurisdicción del departamento de Antioquia excluyéndose este departamento de la delegación dada a la Agencia Nacional de Minería mediante Resolución 18 1016 de 2012.

Por lo anterior, y con el fin de hacer seguimiento a la función de fiscalización, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el 27 de julio de 2013 en el sistema integrado, el procedimiento para realizar dicho seguimiento, tanto en la Agencia Nacional de Minería como en la Gobernación de Antioquia. En el que se establecieron los formatos en los cuales se debe reportar el avance de fiscalización realizada a los títulos mineros.

Adicionalmente, la Dirección de Minería Empresarial del MME ha realizado visitas de seguimiento a los Puntos de Atención Regional – PAR de la Agencia Nacional de Minería: Bucaramanga, Cali, Cartagena, Cúcuta, Ibagué, Medellín, Nobsa, Pasto, Quibdó y Valledupar, así como la instalaciones de la Secretaría de Minas de la Gobernación de Antioquia, con el objeto de verificar entre otras, la información presentada respecto al avance de la gestión realizada.

Energía eléctrica



Energía eléctrica



1. CUMPLIMIENTO OBJETIVOS ESTRATÉGICOS PND

Con el fin de fortalecer y consolidar al sector eléctrico se definieron metas enfocadas a garantizar el abastecimiento confiable y eficiente de energía eléctrica, así como la promoción del desarrollo de interconexiones internacionales como estrategia para definir al sector como exportador. Así mismo, se establecieron metas con el propósito de ampliar el acceso de la población más vulnerable al servicio de energía eléctrica.

1.1. GARANTIZAR EL ABASTECIMIENTO CONFIABLE Y EFICIENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1.1. Expansión en generación de energía eléctrica

En los últimos cuatro años, Colombia ha presentado avances muy importantes en su capacidad de generación, lo que le permite asegurar la confiabilidad en el suministro eléctrico nacional. En concreto, a mayo de 2014, el Sistema Interconectado Nacional-SIN- cuenta con una capacidad efectiva neta instalada

de 14.665 MW, en virtud de la nueva capacidad instalada de 1.247 MW entre el 2011 y el 2014. Este incremento se sustenta en la entrada en operación comercial de proyectos de generación, así como cambios de capacidad efectiva neta en plantas de generación, cambio de combustible de respaldo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC. A continuación, en la tabla 1, se presentan los proyectos que han entrado entre el 2011 y el 2014.

Los proyectos de generación eléctrica garantizan la confiabilidad y seguridad en el suministro del servicio.

TABLA 1.
PROYECTOS QUE HAN ENTRADO ENTRE EL 2011 Y EL 2014

Año	Proyectos	Capacidad MW
2011	Porce III	660
	Flores IV	169
	Total nueva capacidad 2011	829
2012	EPSA Alto Tuluá	19,9
	Montañitas	19,9
	La Cascada Menor Barroso	19,9
	San Francisco	0,47
	Total nueva capacidad 2012	60,17
2013	Abejorral Cascada	3
	Plantas Menores Suba	2,55
	Plantas Menores Usaquén	1,74
	Amoyá	80
	Cambio de Capacidad de Miro lindo	1,35
	Unidad 2 Darío Valencia. Cambio de Combustible de Respaldo ENFICC	143
	Total nueva capacidad 2013	231,64
2014	Central Paipa (Cambio de La Capacidad Efectiva Neta de Las Unidades 2 Y 4) + Cambio de Combustible de Respaldo ENFICC	56
	Cogenerador El Popal	19,9
	Unidad 5 Central Darío Valencia Samper	50
	Total Nueva Capacidad 2014	125,9
Total nueva capacidad 2011-2014		1.246,71

Fuente: Sistema de Seguimiento Metas de Gobierno -SISMEG

Buscando que el sector mantenga la operación y garantía de la confiabilidad y calidad en la prestación del servicio, la Unidad de Planeación Minero Energética realizó el Plan de Expansión de Referencia de Generación, cuyo objetivo responde a definir de manera indicativa las necesidades del país con base en los comportamientos del Sistema Interconectado Nacional y sus diversas variables.

Mediante las subastas del cargo por confiabilidad, se busca incentivar la ejecución de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica, obligando a las empresas a cumplir con la cantidad de energía firme proyectada que garantice confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica para un futuro.

En la tabla 2 y 3 se presentan los proyectos de expansión en generación que se encuentran en desarrollo resultantes de la subasta

2011-2012 del cargo por confiabilidad, con periodos de construcción menor a 4 años y mayor a 4 años.



TABLA 2.
PROYECTOS EN DESARROLLO RESULTANTES DE LA SUBASTA 2011 – 2012 DEL CARGO POR CONFIABILIDAD
PROYECTOS CON PERÍODO DE CONSTRUCCIÓN MENOR A 4 AÑOS

Proyecto	Agente promotor	Departamento	Tipo de central	Capacidad (MW)
Proyecto Hidroeléctrico del Río Ambeima	Energía de los Andes S.A.S E.S.P.	Tolima	Hidráulica	45
Central Hidroeléctrica Carlos Lleras Restrepo	Hidralpor S.A.S E.S.P.	Antioquia	Hidráulica	78
San Miguel	La Cascada S.A.S E.S.P.	Antioquia	Hidráulica	42
Gecelca 32	Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A.	Córdoba	Térmica	250
Tasajero II	Termotasajero S.A. E.S.P.	Norte de Santander	Térmica	160

Fuente: CREG

TABLA 3.
PROYECTOS EN DESARROLLO RESULTANTES DE LA SUBASTA 2011 – 2012 DEL CARGO POR CONFIABILIDAD
PROYECTOS CON PERÍODO DE CONSTRUCCIÓN MAYOR A 4 AÑOS

Proyecto	Agente promotor	Departamento	Tipo de central	Capacidad (MW)
Pescadero-Ituango	EPM-Ituango S.A E.S.P.	Antioquia	Hidráulica	1.200
Sogamoso	Isagen S.A. E.S.P.	Santander	Hidráulica	820
Porvenir II	Producción de Energía S.A.S.	Antioquia	Hidráulica	352
Termonorte	Termonorte S.A.S. E.S.P.	Magdalena	Hidráulica	88

Fuente: CREG Elaboro: UPME

Los resultados del plan de generación indican que en el periodo comprendido entre los años 2013 y 2018, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la regulación, lo anterior considerando las plantas definidas por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y aquellas que se encuentran en desarrollo. Lo anterior quiere decir que en el corto plazo no se vislumbran requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del cargo, aún considerando el retiro de una planta y posibles atrasos de otras.

Ahora bien, para el horizonte comprendido entre el 2018 y el 2027 se identifica un incremento de la capacidad instalada cercano a los 3.100 MW, lo anterior con el objetivo de cumplir con los criterios de confiabilidad energética.

De acuerdo a lo anterior, teniendo como obje-

tivo la seguridad en el suministro, se requiere ejecutar las actividades y acciones pertinentes que permitan la entrada oportuna de los proyectos de expansión en generación y transmisión. De manera que, a través de la instancia de la Mesa de Alto Nivel de generadores y transmisores, con el apoyo de todos los agentes públicos y privados, así como las demás instituciones del orden gubernamental, se ha realizado seguimiento al estado de evolución de cada uno de los proyectos y, especialmente, de las problemáticas más importantes del orden social y ambiental, entre otras, que afectan la entrada en operación oportuna de los proyectos de generación. Es así como, a través de esta instancia de seguimiento, el sector se puso como meta instalar los 3.900 MW adicionales que corresponden a los nuevos proyectos hidráulicos y térmicos, asignados mediante la

última subasta y que deberán entrar entre el 2019 y 2020.

1.1.2. Expansión en transmisión de energía eléctrica

La expansión de la capacidad de generación implica la necesidad de expandir también la red del Sistema de Transmisión Nacional, de forma que esta red sea capaz de soportar y transmitir la nueva energía, con lo cual se garantiza confiabilidad, calidad, y cobertura en la prestación del servicio de energía eléctrica. Actualmente se están construyendo los proyectos de expansión del sistema transmisión nacional que se presentan en la tabla 4.

TABLA 4.
PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA TRANSMISIÓN NACIONAL

Proyecto	Transmisor	Oferta millones US\$
Nueva Esperanza 500/230 Kv	EPM	\$ 20.23
Sogamoso 500/230 Kv	ISA	\$ 38.60
Armenia 230 Kv	EEB	\$ 10.43
Alferez 230 Kv	EEB	\$ 6.45
Quimbo 230 Kv	EEB	\$ 89.23
Chivor II, Norte, Bacatá 230 Kv	EEB	\$ 44.84
Total oferta		\$ 209.79

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - UPME

Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución MME 90772 de 2013, la cual estableció el plan de expansión, y adoptó la Resolución 91159 de 2013 mediante la cual se incluyen nuevas obras en el Plan de Expansión de Referencia de Generación - Transmisión 2013-2027. Este plan incluye convocatorias que permitirán el fortalecimiento energético en el centro del país y los intercambios costa-interior los cuales redundarán en una mayor confiabilidad del suministro y menores costos. Los proyectos definidos por este plan de expansión suman un total de inversión de 1.564MUSD y se presentan en la tabla 5.

TABLA 5.
PROYECTOS DEFINIDOS EN PLAN DE EXPANSIÓN

Obra	Valor US M\$
Ituango 500 kV	\$427,17
Refuerzo Suroccidental	\$291,69
Refuerzo a la Costa en 500 kV	\$225,88
Oriental primer refuerzo STN	\$186,07
Proyecto Bello-Guayabal-Ancón 220 kV	\$84,65
Oriental segundo refuerzo STN	\$84,52
Chinú - Montería - Urabá 220 kV	\$72,82
La Loma 500 kV	\$44,42
Ambeima STN	\$41,74
Caracolí 220 kV	\$38,01
* Río Córdoba 220 kV	\$19,00
Suria 230 kV	\$18,31
Reconfiguración Ituango - Sogamoso	\$15,57
Segundo CTO Cartagena Bolívar 220 kV	\$8,19
* Obras Complementarias Caracol 220 kV	\$5,99
* Reforma 230 kV	\$3,90
Valor total de proyectos	\$1.564,03

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Con el objetivo de que haya diversificación en los participantes, el Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con la UPME, ha venido desarrollando actividades de promoción de inversionistas nacionales e internacionales para su participación en estas convocatorias.

1.1.3. Actividades desarrolladas frente al Fenómeno del Niño

En particular, en cuanto a la coyuntura del Fenómeno del Niño, en estos momentos donde coincide la entrada de este evento con las bajas hidrologías, se está trabajando con el CNO eléctrico y de gas, Ecopetrol, XM, CREG y UPME en la coordinación de la logística de suministro y transporte de gas, así como de líquidos, de tal forma que se pueda garantizar la generación de las plantas térmicas, las cuales tomarán el papel principal en el despacho

ideal del sistema interconectado nacional durante la ocurrencia del Fenómeno del Niño.

En este sentido se han dispuesto estrategias para enfrentar escenarios críticos, tal como el Fenómeno del Niño, el cual tiene una probabilidad de ocurrencia actualmente del 80%. Entre estas estrategias se tienen en cuenta las suspensiones de las exportaciones de gas a Venezuela, la utilización de las opciones de compra de gas –OCG- y la factibilidad de que se despache una vez se realice la nominación

de gas, decisión en la cual avanzó la CREG, estas son, entre otras, las medidas complementarias que se están adoptando para garantizar la atención de la demanda de energía.

En la tabla 6 se puede observar la generación de energía por tipo de recurso, en el que se evidencia un aumento de la participación de recursos térmicos, con el fin de cuidar las reservas hídricas y evitar un alto riesgo de abastecimiento durante el periodo más crítico del mencionado fenómeno.

TABLA 6.
GENERACIÓN DE ENERGÍA POR RECURSOS

Recursos	Enero - Mayo 2013 (GWh)	Enero - Mayo 2014 (GWh)	Participación%	Variación (%)
Hidráulicos	17.078	16.933	64,4%	-0,9%
Térmicos	7.202	7.900	30,0%	9,7%
Menores	1.263	1.312	5,0%	3,9%
Cogeneradores	130	166	0,6%	27,4%
Total	25.673	26.311	100%	2%

Fuente: XM.

Así mismo, el sector de Minas y Energía, a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ajustó la posibilidad para declarar gas natural importado en el cubrimiento de las obligaciones de energía en firme con lo cual se pueden sustituir combustibles costosos.

1.1.4. Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos – PINES

Es importante mencionar la gestión que adelantó el Ministerio de Minas y Energía con el Gobierno Nacional en la formulación del documento Conpes PINES 2706 de 2013, por medio del cual se establecieron los lineamientos de política pública para generar mecanismos y recursos que faciliten la ejecución eficiente y oportuna de los proyectos estratégicos y de interés nacional. Entre dichos lineamientos se consideran los siguientes: Estrategia de gestión pública para la planeación integral; mecanismos para agilizar y optimizar los procedimientos y trámites, y esquemas de coordinación in-

terinstitucional para el seguimiento.

Se debe destacar que bajo este marco, la UPME viene acompañando la gerencia de los PINES, dando las alertas en la ejecución que causarían riesgos a los proyectos o que ya los están causando. Esto implica un estrecho relacionamiento con la ANLA y el Ministerio del Interior, entre otras autoridades.

1.1.5. Lineamientos de política y regulación para transmisión y distribución

El Ministerio instruyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- para expedir los propósitos y lineamientos que considerará en la definición de la metodología de remuneración de la actividad de transmisión y distribución en el siguiente periodo tarifario. Estos lineamientos se encuentran contenidos en las resoluciones CREG 078 y 079 de 2014. Dichas metodologías se basan en las variables propias de las empresas y no en modelos teóricos.

El sector se perfiló como un foco exportador, las exportaciones hacia Ecuador y Venezuela han mostrado un paulatino aumento.

En el caso particular de la actividad de distribución, las inversiones requeridas para ampliar cobertura, mejorar la calidad, reducir pérdidas, incorporar nuevas tecnologías y atender los crecimientos de demanda, se incluirán en un plan de expansiones que será sujeto de revisión y aprobación ex ante, con lo cual se asegurará que se hagan las inversiones y que su valor real sea remunerado a través del costo medio de mediano-largo plazo.

De manera complementaria a la expedición de las metodologías de remuneración, el Ministerio de Minas y Energía y la CREG expedieron la normatividad relacionada con los procesos de adjudicación y convocatoria de infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional y el Sistema de Transmisión Regional que se consideren urgentes. Con esto se busca mitigar los efectos en la confiabilidad de la prestación del servicio debido al atraso en la construcción de las obras, agilizando el proceso de estructuración y adjudicación de las convocatorias.

1.2. IMPULSAR LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

1.2.1. Exportaciones de energía eléctrica

Teniendo en cuenta que el Gobierno buscó mantener al sector como un foco de exportación, se mantuvieron las estrategias pertinentes para el intercambio internacional de electricidad. De manera que, las exportaciones hacia

Ecuador y Venezuela se mantienen como una de las acciones a destacar, pues han mostrado un paulatino aumento.

Adicionalmente, el sector, por medio de la UPME, evaluó un escenario donde se contemplan las actuales y futuras interconexiones con los países vecinos. Los resultados permiten concluir que Colombia tiene un alto potencial exportador de energía; sin embargo, estas cantidades pueden variar dependiendo de la dinámica de desarrollo de proyectos que se presenten en Ecuador y Centro América.

1.2.2. Promover el desarrollo de interconexiones de alta tensión con otros países de la región

Entre los aspectos sobresalientes para la interconexión regional se cuentan con lineamientos primordiales: La voluntad política, la armonización regulatoria, la infraestructura de interconexión, la planificación nacional con visión regional, la correcta asignación de beneficio, el respeto por los intereses de cada país y los diseños flexibles, adaptados a entornos cambiantes, son las bases para la estructuración de la integración regional.

1.2.2.1 Interconexión Colombia – Panamá

La Interconexión Colombia-Panamá se definió como uno de los proyectos a llevar a cabo, que consiste en la construcción de una línea de transmisión eléctrica (en tecnología de corriente directa) desde la subestación Panamá II (Provincia de Panamá), hasta la subestación Cerromatoso (Departamento de Córdoba en Colombia). El recorrido aproximado de la línea será de 600 kilómetros y su capacidad de transporte de energía de hasta 400MW.

Los objetivos alcanzados en 2013 fueron la actualización del Diagnóstico Ambiental de Alternativas –DAA– en Colombia y la actualización del diseño básico del proyecto (líneas y estaciones).

Actualmente, se está trabajando con prioridad

en las iniciativas asociadas a tres objetivos estratégicos esenciales: realizar un diseño óptimo (viable desde el punto de vista operativo, ambiental y social), minimizar los riesgos para los participantes en el negocio, y estructurar fuentes de capital competitivas.

La meta para el 2014 es la de obtener la aprobación del corredor ambiental en Colombia y Panamá, para reiniciar el Estudio de Impacto Ambiental y Social –EIAS–, y ejecutar el diseño detallado de la línea en los dos países.

1.2.2.2 Sistema de Interconexión Eléctrica Andina –SINEA

En cuanto al Sistema de Interconexión Eléctrica Andina –SINEA–, se finalizaron los estudios de armonización regulatoria y de planificación de la infraestructura. Necesariamente para materializar, las alternativas de interconexión en la región andina, se requiere continuar con un permanente diálogo entre el sector público y privado para identificar oportunidades y dificultades.

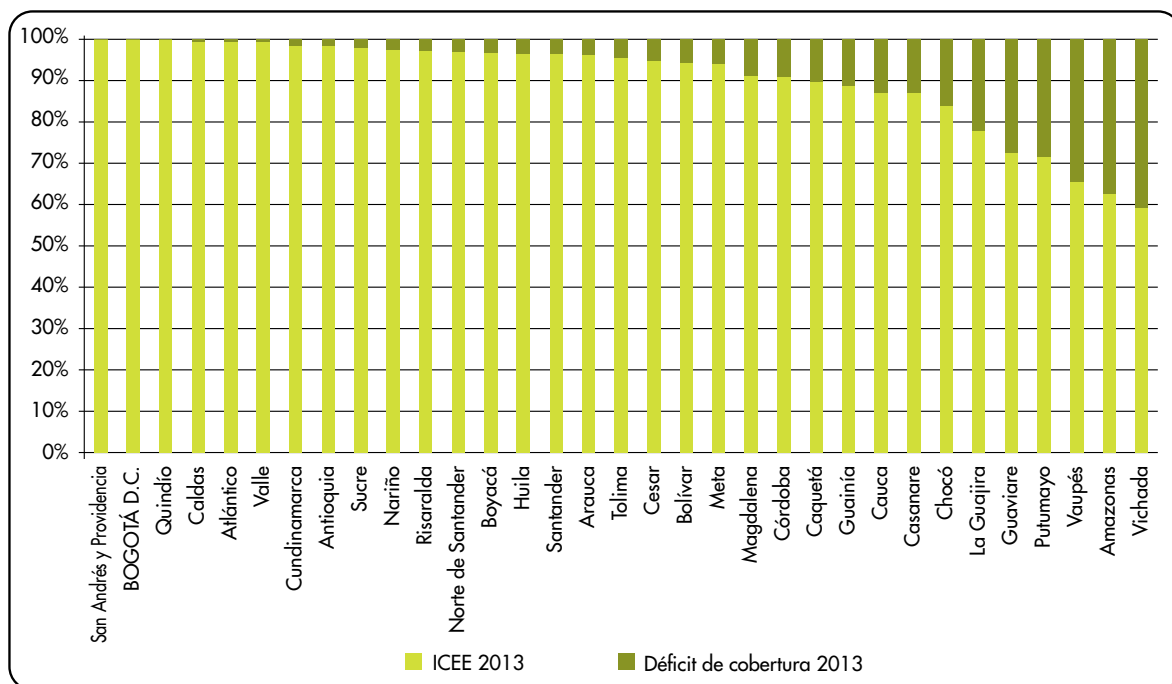
1.3. AMPLIAR EL ACCESO DE LA POBLACIÓN MÁS VULNERABLE AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Si bien, el porcentaje de cobertura de la demanda en Colombia es alto, del orden del 96-98%, es importante que aquellas zonas que factiblemente no sean interconectables puedan tener acceso al cubrimiento de energía. En tal sentido, el sector avanzará hacia la adopción del Plan Indicativo expansión de Cobertura –PIEC–, metodología en la cual se identificará el costo de interconexión o de una solución aislada auto sostenible. De otra parte, se requiere de la maximización y mayor focalización en cuanto a la asignación de los recursos de los fondos para la energización rural (FAER) y normalización de redes (PRO-NE).

1.3.1. Cobertura

La cobertura nacional en 2013 es de 96.45%, esta se refleja por departamento de la siguiente manera (ver gráfica 1):

GRÁFICA 1.
ÍNDICE DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA – ICEE 2013



Fuente: Estimaciones UPME a partir de datos SUI, algunos OR y proyecciones DANE con corte a diciembre 2013/Grupo de Cobertura mayo 26/2014.

1.3.2. Plan Indicativo de Expansión de Cobertura –PIEC-

En el plan se estima el incremento en la cobertura municipal, departamental y nacional que se alcanzaría con las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse para universalizar el servicio de energía eléctrica. El sector ha trabajado en la concertación de las metas de cobertura del servicio de energía eléctrica del PIEC, con los operadores de red –OR-.

Adicionalmente, bajo criterios económicos, se realiza la comparación entre la interconexión del centro poblado y la solución aislada mediante generación con plantas diésel para definir la mejor opción de prestación del servicio.

1.3.3. Promover, gestionar y cofinanciar proyectos de cobertura energética

Durante el periodo de gobierno, se trabajó para lograr la cobertura universal de los servicios públicos básicos, con el fin de mejorar las condiciones de vida de los colombianos. En virtud de esto, se han dispuesto recursos para promover, gestionar y cofinanciar proyectos para el aumento de la cobertura de energía rural, normalización en los barrios subnormales y aumento de cobertura en las ZNI. De acuerdo con lo anterior, los recursos asociados a dichos objetivos provinieron de los fondos que tiene el Ministerio de Minas y Energía. En este sentido, del fondo para el apoyo financiero para la energización de zonas rurales interconectadas FAER, se han asignado recursos por \$356.919 millones, con los cuales se podrán beneficiar 125.771 nuevos usuarios en las zonas rurales. Con estas inversiones, entre otras cosas, el gobierno ha dado cumplimiento a la energización de municipios en consolidación

Se han asignado recursos FAER, con los cuales se podrán beneficiar 125.771 nuevos usuarios en las zonas rurales.

territorial. Estos son Arauca, Caquetá, Cauca, Meta, Nariño, Norte de Santander, Putumayo y Tolima.

Por su parte, con el objetivo facilitar y apoyar la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, del Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE se han asignado \$298.480 millones, para beneficiar a 126.581 usuarios.

Igualmente, teniendo en cuenta que existen usuarios no conectados al sistema interconectado nacional, el gobierno a través del Ministerio de Minas y Energía ha dispuesto el Fondo Apoyo financiero a Zonas no Interconectadas – FAZNI. De este fondo durante el periodo de gobierno se han asignado \$381.929 millones, con lo cual se ha incrementado la cobertura y el número de horas de prestación del servicio a usuarios ZNI.

De otro lado, se distribuyeron recursos del Presupuesto General de la Nación para cubrir el déficit en subsidios, este resultante después de compensar con los excedentes de la contribución de solidaridad generada por las empresas superavitarias del sector eléctrico. El Ministerio de Minas y Energía ha asignado subsidios a la tarifa por el orden de \$4,5 billones que se han aportado directamente con recursos del PGN y excedentes.

De igual manera, valga la pena destacar que el Ministerio de Minas y Energía y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – IPSE- han adoptado una posición participativa durante la formulación de distintos instrumentos de política pública, tales como documentos Conpes y contratos plan. En estos ha establecido compromisos, orientados a la energización rural y a la interconexión.



Con el fin de aumentar el tiempo promedio diario de prestación del servicio de energía eléctrica en todas las cabeceras municipales de las zonas No Interconectadas del país, se estructuraron los proyectos y presentaron las soluciones para llevar a 24 horas el servicio de energía eléctrica para 16 cabeceras municipales: Orocué (Casanare), Timbiquí, Guapi, López de Micay (Cauca), Puerto Leguizamó (Putumayo), Mitú (Vaupés), Inírida (Guainía), La Macarena, Mapiroipán (Meta) y El Chaco y Olaya Herrera (Nariño).

Se presentaron las soluciones para llevar a 24 horas el servicio de energía eléctrica para 16 cabeceras municipales.

De igual manera, se llevó a cabo el proyecto piloto de instalación de sistemas de medición de potenciales energéticos en 10 localidades de las ZNI, insumo para la planeación de proyectos energéticos con fuentes no convencionales de energía; actualmente, se está gestionando la depuración y análisis de datos, así como los mantenimientos especializados de dicha infraestructura.

1.4. ACCIONES RELEVANTES PARA SAN ANDRÉS ISLAS –SAI-

Teniendo en cuenta las particularidades del departamento de San Andrés, se deben tener en cuenta resultados en infraestructura tales como la instalación de 8.6 MW nuevos de generación térmica diesel en San Andrés Islas y de 1 MW en la isla de Providencia. La finalización de la etapa constructiva de la planta de aprovechamiento de residuos sólidos-RSU- con una capacidad instalada de 1.6 MW; la micro medición del 100 % de los usuarios de San Andrés Islas; la remodelación en media y baja tensión de 35 km de redes en los sectores de San Luis, Elsy Bar, Four Corner, Pepper Hill y Nueva Guinea. En la isla de Providencia en Free Town y Old Town, la interconexión al centro nacional de monitoreo del IPSE de las centrales de generación y subestaciones de distribución a través del Centro Insular de Monitoreo.

1.4.1. Recursos públicos para SAI para subsidiar la demanda

Entre 2010 y 2013, el Gobierno Nacional asignó subsidios por \$301,5 millones para disminuir la carga tarifaria. Los requerimientos de subsidios mensuales son de \$6.500 millones.

El consumo básico de subsistencia se incrementó de \$173/kWh a 187 kWh/mes (Resolución UPME 0018 de Febrero de 2013). Se mantiene tope de consumo subsidiable de 800 kWh.

1.4.2. Infraestructura para garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio

- Nuevas unidades térmicas adquiridas por el concesionario (SOPESA) para un total de 28.6 MW, las cuales entraron en servicio en un 100% desde octubre de 2012.
- Construcción del 100% de la planta de residuos sólidos, con inversiones del Estado del orden de \$30.000 millones, que generará 1 MW y coadyuvará principalmente a la liberación de las basuras del relleno sanitario Magic Garden, reduciendo en un 80% la producción de residuos sólidos al día. Sin embargo, están pendientes los ajustes al Plan de Manejo Ambiental solicitado por Coralina¹ y la apertura de la convocatoria para la selección del operador del relleno sanitario.
- Está en etapa de diseño y ejecución el Parque de Generación Eólica de 12 MW, para lo cual el Estado a través de recursos FAZNI tiene asignado \$20.000 millones.

¹ Corporación para el Desarrollo Sostenible del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina

- Se ha normalizado un 20% de las redes subnormales, mejorando la continuidad del servicio y disminuyendo las pérdidas técnicas, que ha implicado unas inversiones de \$40.000 millones por parte del concesionario.

1.4.3. Gestión de recursos internacionales y apoyo banca multilateral para eficiencia energética y energías renovables

1.4.3.1 Low Carbon War Room – cambio climático y energías limpias

Suscripción de un memorando de entendimiento con el Low Carbon War Room, el Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación de San Andrés Islas y la Presidencia de la República. Este memorando se enfoca en los siguientes puntos:

- Revisar el plan de suministro o de oferta energética de San Andrés, actualmente contenido en el contrato de concesión, en aras de determinar las mejores alternativas que permitan diversificar la matriz energética. La meta es identificar alternativas de combustibles distintos al diésel, que permitan la disminución sustancial de subsidios aportados por la Nación y que conviertan a San Andrés en una isla verde.
- Uso de energías renovables y adopción de estrategias de eficiencia energética en el sector eléctrico, particularmente en el hospital de San Andrés.
- Promoción de ESCO's ², créditos blan-

² Por sus siglas en inglés, Energy Service Companies, traduce: Empresas de Servicios Energéticos

dos y transferencia de experiencias para uso de energías renovables y consumo eficiente.

1.4.3.2 Crédito BID – eficiencia energética

Se obtuvo por parte del BID, la aprobación de un crédito preparatorio de US\$ 580.000, previo a la consecución del crédito de los US\$ 10 millones con recursos provenientes del Clean Technology Fund, el cual se destinará para las siguientes acciones:

- El desarrollo de proyectos pilotos de eficiencia energética en el sector residencial y en el hotelero y comercial.
- La precisión del objeto del crédito marco de los US\$ 10 millones, con lo cual determinar los ajustes operacionales (rangos de eficiencia y reconversión tecnológica), legales y financieros (relación costo beneficio de las medidas de eficiencia energética) que se requieran implementar previo al programa de eficiencia energética.
 - Gestión crédito US\$ 10 millones de dólares con el BID – Programa de Eficiencia Energética.

Con la Ley 1715 se busca asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno.

1.4.3.3 Otras acciones

Adicionalmente, a los avances en las anteriores actividades, se resalta el desarrollo de 85 auditorías energéticas de eficiencia energética a usuarios del sector residencial, comercial, hotelero y público por parte de la UPME, y el avance en el proceso de socialización de buenas prácticas en cuanto a un consumo eficiente y racional de energía eléctrica (SENA y colegios).

1.5. ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

En este tema es de relevancia mencionar la Ley 1715 sancionada por el Gobierno Nacional



en 2014, que es un avance fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables. Específicamente, a través de esta Ley, se pretende promover y estimular en el país todas las energías no convencionales especialmente las energías limpias y renovables; llevar soluciones a las zonas no interconectadas y la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía- FENOGE, orientado a financiar los programas de eficiencia energética.

En el corto plazo se implementarán tres temas básicos: Ventas de excedentes de autogeneración, participación activa de la demanda y zonas no interconectadas. Posteriormente, se avanzará en: la generación distribuida, y el Fondo para apoyar las Fuentes de Energía No Convencionales FENOGE, entre otros aspectos de la ley.

1.5.1. Eficiencia energética y cooperación internacional

A efectos de avanzar hacia procesos especializados de eficiencia energética y extrapolarlos en Colombia, el Ministerio de Minas y Energía firmó un memorando de entendimiento con Estados Unidos en materia de cooperación en asuntos energéticos. Con esta firma se acordó colaboración en aspectos tecnológicos, de política

pública, regulatorios y financieros en esta materia. Además, estas acciones pueden incluir operaciones en los países participantes, consultas, eventos técnicos, recomendaciones y reportes.

Sumado a esto, el ministerio ha buscado obtener el respaldo internacional para obtener los más altos estándares, de manera que considerando los conocimientos especializados de la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable (EERE) de Estados Unidos, el sector ha promovido compartir información técnica y experiencias en los siguientes aspectos:

- Promoción, implementación y manejo de los programas y proyectos de eficiencia y conservación energética.
- Entrega de tecnologías innovadoras que permitan volver más competitivo el costo de las energías renovables.
- Incentivos (regulatorios / financieros) para conseguir mejoras en energías renovables y eficiencia energética, al igual que para estimular los programas del manejo de la demanda, incluyendo la toma de decisiones por parte de los consumidores y las soluciones de redes inteligentes (electrodomésticos inteligentes, medición neta e inteligente, tarifas de electricidad basadas en el tiempo).
- Asesoría para la integración de energías renovables, lo cual se refiere al proceso de incorporar al sistema de distribución y

transmisión de energía eléctrica tanto las energías renovables y la distribución de la generación como el almacenamiento energético y la respuesta a la demanda.

- Experiencias del Programa Estatal de Energía (SEP) en el proceso de proporcionar fondos y asistencia técnica a las oficinas energéticas para ayudarlas a avanzar en sus prioridades de energía limpia.

Decathlon Solar

Se ha avanzado también en políticas y estrategias para acelerar el despliegue de energía más resistente al clima. Para esto, en el marco de una iniciativa del gobierno de Colombia para promover e incentivar el uso de las energías renovables y diversificar la matriz energética del país, el Departamento de Energía de los Estados Unidos, el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación de la República de Colombia y el Municipio de Santiago de Cali, firmaron el 10 de marzo de 2014 en la ciudad de Washington, el memorando de entendimiento donde se designa a Santiago de Cali como sede oficial de la primera versión del Solar Decathlon para América Latina y El Caribe (SD-LAC).

Este concurso convoca a universidades de América Latina, el Caribe y la zona del trópico para que participen en el diseño, construcción y operación de soluciones de vivienda autosostenible y energéticamente eficiente, fomentando así los programas basados en energía limpia.

El SD-LAC se celebrará en la ciudad de Santiago de Cali, en diciembre de 2015, consolidando el liderazgo de la capital del Valle del Cauca en el desarrollo de eventos internacionales y convirtiéndola en la ciudad pionera en América Latina y el Caribe en el desarrollo de urbanismo sostenible.

Con la firma de este acuerdo se establece el marco de colaboración de los miembros participantes para que la primera edición de la competencia combine las características específicas locales y regionales con la filosofía, principios y modelos que se han desarrollado en las anteriores versiones realizadas en Estados Unidos, Europa, China y, que por primera vez,

se enfocará en la construcción de un modelo de vivienda de interés social.

Los propósitos más importantes de este concurso:

- Educar sobre los beneficios ambientales que se pueden lograr a partir del uso de productos basados en energía limpia.
- Demostrar que es posible lograr comodidad y viabilidad en hogares que combinen la construcción energéticamente eficiente con sistemas de energías renovables, permitiendo menores costos de los servicios básicos.
- Generar conciencia de la importancia de adoptar un estilo de vida sostenible y respetuosa del medio ambiente.

Acciones público – privadas

Con el fin de impulsar proyectos de eficiencia energética en la industria el Ministerio de Minas y Energía y la ANDI, firmaron el 16 de diciembre de 2013 un memorando de entendimiento que tiene como objetivos fundamentales:

- La identificación de cerca de 52 proyectos en 15 grandes empresas en valores cercanos a los \$82.000 Millones.
- Elaboración, con apoyo de la ANDI y UPME, del inventario de Auto y cogeneración de la industria.
- Realización de seminarios de capacitación en incentivos.
- Trabajo en un modelo institucional de una Alianza Público Privada para promover la eficiencia energética.
- Construcción de confianza para implementar Sistemas Integrales de gestión de Energía, como herramienta de productividad en la industria.

Se adelantan nuevos acuerdos con ACOPI, CO-TELCO, Federación de Gobernaciones, para promover la eficiencia energética y las fuentes no convencionales de energía, y se continúa con la implementación del estudio ECSIM, que brinda recomendaciones para mejorar la competitividad de los costos de la energía en la Industria.



2. CONTEXTO EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generación de energía

En 2013, la operación del Sistema Interconectado Nacional –SIN– y la administración del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica - MEM estuvieron impactados por una alta incertidumbre en la oferta hídrica. Lo anterior, dado a que se registró una alta variabilidad mensual en los aportes hídricos a los embalses, situación que

contrasta con el predominio de condiciones climáticas neutrales en el Pacífico tropical durante todo el 2013. De esta forma, al finalizar el año los aportes a los embalses del Sistema Interconectado Nacional - SIN fueron levemente deficitarios (91% del promedio histórico anual) registrándose ingresos por 49.619 GWh, valor inferior en 6.827 GWh al registrado en 2012. Esta situación hídrica de 2013, afectó la generación hidráulica, disminuyéndola frente a 2012, mientras la generación térmica creció en un 46,3% (ver tabla 7).

TABLA 7.
VARIACIÓN 2012 – 2013 EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO

Recursos	2012 (GWh)	2013 (GWh)	Participación (%)	Variación (%)
Hidráulicos	44.924	41.836	67,3%	-6,9%
Térmicos	11.506	16.839	27,1%	46,3%
Menores	3.213	3.170	5,1%	-1,3%
Cogeneradores	347	352	0,6%	1,5%
Total	59.989	62.197	100%	3,7%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

A 31 de diciembre de 2013, el SIN contaba con una capacidad efectiva neta instalada de 14.559 MW, que al comparar con 2012 creció en un 1,4% (ver tabla 8) debido principalmente a la entrada en operación de la centrales hidroeléctricas Amoyá la Esperanza de 80 MW, Darío Valencia Samper unidad 2 con 50 MW y a la actualización de los combustibles principales en térmicas que respaldan las obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad.

tricas Amoyá la Esperanza de 80 MW, Darío Valencia Samper unidad 2 con 50 MW y a la actualización de los combustibles principales en térmicas que respaldan las obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad.

TABLA 8.
VARIACIÓN 2012 – 2013 EN LA CAPACIDAD EFECTIVA NETA DEL SIN

Recursos	2012 (GWh)	2013 (GWh)	Participación (%)	Variación (%)
Hidráulicos	9.185	9.315	64,0%	1,4%
Térmicos	4.426	4.515	31,0%	2,0%
Menores	693	662	4,5%	-4,4%
Cogeneradores	57	66	0,5%	16,3%
Total	14.361	14.559	100%	1,4%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

TABLA 9.
DEMANDA DE ENERGÍA 2012 – 2014 MENSUAL

Mes	2012		2013		2014	
	GWh	Crecim.	GWh	Crecim.	GWh	Crecim.
Enero	4.807	2,4%	5.025	4,6%	5.167	2,8%
Febrero	4.632	2,6%	4.610	3,1%	4.902	6,4%
Marzo	5.034	5,0%	5.033	1,5%	5.317	4,5%

Abril	4.725	3,4%	5.106	6,2%	5.169	2,3%
Mayo	5.033	4,2%	5.163	2,6%	5.411	4,4%
Junio	4.894	4,5%	4.955	1,8%		
Julio	5.034	4,3%	5.206	2,6%		
Agosto	5.104	3,1%	5.196	2,0%		
Septiembre	5.025	4,7%	5.085	1,0%		
Octubre	5.070	3,1%	5.249	3,5%		
Noviembre	4.980	3,9%	5.086	2,3%		
Diciembre	5.034	3,9%	5.176	2,3%		
Total Año	59.370	3,8%	60.890	2,8%		

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.



La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2013 alcanzó los 60.890 GWh, con un crecimiento del 2,8% con relación al año 2012 que fue del 3,8%. Por tipos de días, los días comerciales creció el 2,7% (2012=3,6%), los sábados el 2,9% (3,9%) y los domingos y festivos el 3,3% (4,3%).

Este crecimiento en la demanda del 2,8% se debió al incremento del 3,1% en el consumo de energía del mercado regulado, el cual atiende principalmente los consumos residenciales y pequeños negocios, y del 2,5% del mercado no regulado, que atiende la demanda de energía de las empresas clasificadas en las diferentes actividades económicas (industria manufacturera, explotación de minas y canteras, servicios sociales, comercio, electricidad-gas-agua, transporte, agropecuario, establecimientos financieros y construcción).

Por su parte, en 2013 la demanda máxima de potencia se presentó el día jueves 12 de diciembre en el período 19, con un valor máxi-

mo de potencia de 9.383 MW y un decrecimiento del -1,3% con respecto a 2012 que fue de 9.504 MW.

Comportamiento del mercado eléctrico

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC– presta servicios a los agentes que transan en el mercado (ver tabla 10).

TABLA 10.
AGENTES DEL MERCADO

Actividad	Registrados	Transan
Generadores	53	43
Transmisores	12	9*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	94	67
Fronteras usuarios regulados	8.872	-
Fronteras usuarios no regulados	5.672	-
Fronteras de alumbrado público	406	-

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

* Corresponde a los agentes a los que se les liquida Cargos por Uso STN, STR y ADD

El número de fronteras comerciales se incrementó en 15% frente a 2012, jalonado especialmente por el crecimiento en el registro de fronteras comerciales de usuarios regulados, las cuales aumentaron en un 23% (1.683 fronteras nuevas). Por su parte las fronteras de usuarios no regulados crecieron en un 5% (250 nuevas) y las de alumbrado público en un 1% (3 nuevas).

El volumen total transado por compra y venta de energía en el MEM fue de \$12.3 billones, cifra superior en \$1.5 billones al transado en 2012 (\$10.9 billones).

A través de las cuentas que administra XM, por concepto del SIC, los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional –LAC STN–, y los fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE, XM

recaudó \$4.13 billones, con un crecimiento del 24,5% frente al recaudo de 2012 (\$3.32 billones).

En relación con el precio de la energía, el precio promedio ponderado de bolsa nacional en 2013 registrado fue 178,88 \$/kWh, creciendo en un 54% frente al del año 2012 (ver tabla 11).

TABLA 11.
TRANSACCIONES EN EL MERCADO

Transacciones en el mercado	2012	2013	Variación
Transacciones del Mercado de Energía Mayorista - MEM -			
Total transacciones del mercado (miles de millones\$)	10.868	12.354	13,7%
Compras en Bolsa de Energía (miles de millones\$)	1.870	2.670	42,8%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	116,16	178,88	54,0%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	120,79	125,81	4,2%
Liquidación y Administración de Cuentas - LAC -			
Cargos por uso del STN (miles de millones\$)	1.250	1.262	1,0%
Fondos FAER, FAZNI, FOES, PRONE (miles de millones\$)	197	199	1,2%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Intercambios Internacionales de energía

Desde el inicio de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE - con Ecuador, marzo

de 2003, hasta el año 2013 Colombia ha exportado energía a Ecuador por 11.645,9 GWh equivalentes a US\$ 973,6 millones. Por su parte, Colombia ha importado para este mismo período 268,9 GWh (ver tabla 12).

TABLA 12.
TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Año	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2012	236,0	6,5	24.149,4	243,2
2013	662,3	28,5	78.442,1	1.682,5
Total desde 2003	11.645,9	268,9	973.631,1	11.118,6

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

En cuanto a las transacciones de electricidad con Venezuela, en el año 2013 se exportaron 715 GWh, valor superior en el 49,4% al registrado en 2012 (478,4 GWh).

A continuación, en la tabla 13, se presenta un resumen de la operación del Sistema Interco-

nectado Nacional y la Administración del Mercado de Energía Mayorista. En esa misma tabla se podrá observar la variación del 2012 al 2013 en aspectos relacionados con la oferta, generación, los intercambios internacionales a Venezuela y Ecuador y la demanda.

TABLA 13.
COMPORTAMIENTO VARIABLES DE LA OPERACIÓN DEL SIN

Variables	2012	2013	Variación	Crec.
OFERTA				
Volumen útil diario (GWh)	11.180,61	10.495,05	-685,6	-6,10%
Volumen respecto a capacidad útil	73,40%	69,50%		
Aportes hídricos (GWh)	56.446,70	49.619,20	-6.827,60	-12,1
Aportes respecto a la media histórica	103,80%	91,00%		
Vertimientos (GWh)	2.434,10	150,7	-2.283,40	-93,80%
Capacidad neta SIN (MW)	14.361	14.559	198	1,40%
GENERACIÓN				
Hidráulica (GWh)	44.923,60	41.835,90	-3.087,70	-6,90%
Térmica (GWh)	11.506,00	16.838,60	5.332,70	46,30%
Plantas Menores (GWh)	3.212,60	3.170,00	-42,6	-1,30%
Cogeneradores (GWh)	346,6	352	5,3	1,50%
Total (GWh)	59.988,90	62.196,60	2.207,70	3,70%
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES				
Exportaciones a Ecuador (GWh)	236	662,3	426,3	180,60%
Importaciones de Ecuador (GWh)	6,5	28,5	22	337,80%
Exportaciones a Venezuela (GWh)	478,4	715	236,6	49,40%
DEMANDA				
Comercial (GWh)	59.508,60	61.499,30	1.990,70	3,30%
* Nacional del SIN(GWh)	59.369,90	60.890,30	1.520,40	2,80%
* Regulada (GWh)	39.174,70	40.282,00	1.107,40	3,10%
* No Regulada (GWh)	19.799,90	20.237,40	437,5	2,50%
No atendida (GWh)	89	42,5	-46,5	-52,20%
Potencia (MW)	9.504	9.383	-121	-1,30%

* El crecimiento de la demanda Nacional, la Regulada y la No Regulada se calcula ponderada por tipo de día
Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

A continuación se presenta un resumen de la Administración del Mercado de Energía Mayorista en la que se reflejarán las variaciones y

crecimiento de las Transacciones y del Liquidador y Administrador de Cuentas:



TABLA 14.
TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Variables	2012	2013	Variación	Crec.
TRANSACCIONES				
Energía transada en bolsa (GWh)	17.016,00	14.948,00	-2.067,00	-12,10%
Energía transada en contratos (GWh)	67.183,00	71.375,00	4.192,00	6,20%
Total energía transada (GWh)	84.199,00	86.323,00	2125	2,50%
Desviaciones (GWh)	145,30	150,50	5,20	3,60%
Porcentaje de la demanda transada en bolsa (%)	0,29	0,24	-0,04	-15,00%
Porcentaje de la demanda transada en contratos (%)	1,13	1,16	0,03	2,80%
Valor transado en bolsa nacional (millones \$)	1.870.110,00	2.669.659,00	799549	42,80%
Valor transado en contratos (millones \$)	8.115.221,00	8.980.568,00	865.347,00	10,70%
Precio promedio aritmético bolsa nacional (\$/kWh)	115,88	177,35	61,47	53,00%
Precio promedio ponderado bolsa nacional (\$/kWh)	116,16	178,88	62,72	54,00%
Precio promedio ponderado contratos (\$/kWh)	120,79	125,81	5,02	4,20%
Restricciones (millones \$)	643.099,00	404.345,00	-238.754,00	-37,10%
Responsabilidad comercial AGC (millones \$)	154.897,00	210.361,00	55.464,00	35,80%
Desviaciones (millones \$)	11.443,00	12.158,00	715,00	6,20%
Cargos CND y ASIC (millones \$)	73,00	77,00	4	5,60%
Total transacciones mercado sin contratos (millones \$)	2.752.720,00	3.373.815,00	621.094,00	22,60%
Total transacciones del mercado (millones \$)	10.867.941,00	12.354.382,00	1.486.441,00	13,70%
Rentas de congestión (millones \$)	264,00	643,00	379,00	143,40%
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones \$)	1.701.489,00	1.962.095,00	260606	15,30%
LAC				
FAZNI (1) (millones \$)	66.941,00	67.764,00	822,00	1,20%
FOES (2) (millones \$)	211,00	423,00	212,00	100,30%
FAER (3) (millones \$)	76.650,00	77.557,00	907	1,20%
PRONE (4) (millones \$)	52.817,00	53.201,00	384,00	0,70%
Cargos por uso (5) STN (millones \$)	1.249.923,00	1.261.828,00	11.905,00	1,00%
Cargos por uso STR (millones \$)	953.422,00	953.283,00	-139,00	0,00%
Cargos por uso SDL (6) (millones \$)	2.507.059,00	2.995.375,00	488316	19,50%

(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

(5) El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER y la contribución PRONE

(6) Ingresos para las ADD (áreas de distribución) Oriente, Occidente, Sur y Centro período enero - noviembre de 2012 y 2013

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

En lo relevante al Sistema Interconectado Nacional, es importante resaltar que actualmente se cuenta con un total de 24.456 Km de longitud, en la siguiente tabla:

TABLA 15.
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SIN

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 – 115 kV	10.311,40
Transmisión 138 kV	15,5
Transmisión 220 – 230 kV	11.692,60
Transmisión 500 kV	2.437,10
Total SIN	24.456,60

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

3. PLANEACIÓN ENERGÉTICA

3.1. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN 2013-2027

El 26 de diciembre de 2013 se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2013 – 2027, mediante Resolución 91159 del Ministerio de Minas y Energía. El objetivo del planeamiento de la expansión de la generación es establecer de manera indicativa las necesidades del país con base en los comportamientos del Sistema Interconectado Nacional - SIN y sus diversas variables, como son la demanda de energía y potencia, hidrología, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos y la fecha de entrada en operación de los proyectos del Cargo por Confiabilidad, que influyen sobre el abastecimiento energético y sus costos.

En este plan se estudian y profundizan las posibilidades de participación de las fuentes de energía renovables y de complementariedad de proyectos hídricos y eólicos, lo cual muestra

Se adoptó mediante Resolución 91159 el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 – 2027.

las oportunidades de configurar portafolios de tecnologías por parte de los agentes. También se analiza el efecto de las medidas de eficiencia energética consignadas en el Proure sobre los costos de atender la demanda.

Los resultados del plan de generación indican que en el período comprendido entre los años 2013 y 2018, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la regulación, lo anterior considerando las plantas definidas por el mecanismo del cargo por confiabilidad, aquellas que se encuentran en desarrollo y los supuestos establecidos en este documento. En otras palabras, en el corto plazo no se vislumbran requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del cargo, aun considerando el retiro de una planta y posibles atrasos de otras.

Para el horizonte 2018 – 2027 se identifica un incremento de la capacidad instalada cercano a los 3.100 MW, ello con el objetivo de cumplir con los criterios de confiabilidad energética. Dentro de lo que sería el Plan candidato de Expansión de Generación, resalta la importancia de contar con la segunda etapa de Ituango, la construcción de dos proyectos hidroeléctricos, dos plantas a gas en particular cierres de ciclo y una planta a carbón. Toda esta expansión debe ejecutarse de manera secuencial a partir de 2021, con el fin de disminuir la vulnerabilidad del sistema.

Se evaluaron dos estrategias de diversificación de la matriz, incorporando para la primera opción, 540 MW de generación renovable, entre recurso eólico, geotermia y cogeneración. La segunda alternativa contempla solamente 300 MW eólicos en el Norte de la Guajira. A partir de una metodología desarrollada por la UPME, se establecen complementariedades importantes entre los recursos renovables de las Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, y las opciones hídricas tra-



dicionalmente consideradas. En particular, los resultados obtenidos muestran que la energía renovable puede reducir el costo marginal, y por lo tanto, desplazar generación más costosa, garantizando claro está, la confiabilidad del sistema.

Se analizó el efecto de la implementación del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencional – PROURE, para dos horizontes de implementación, 2017 y 2020. A partir de estos escenarios, se encontró que el sistema no requeriría de la expansión prevista para el escenario base de largo plazo, es decir, 3.100 MW de generación, ya que sin esta nueva capacidad y para los escenarios de demanda estudiados, los indicadores de confiabilidad energética aún cumplen con los límites establecidos por la regulación. Sin embargo, se observa un incremento en el costo marginal del sistema, llegando a ser superior inclusive a la evolución del costo marginal de la alternativa base de largo plazo.

Actualmente, la UPME formula el Plan de Expansión de Referencia en Generación 2014 – 2028. Ya se han definido los supuestos y escenarios a contemplar, todo ello para determinar el comportamiento del sistema bajo estas consideraciones. Asimismo, se trabaja mancomunadamente con el equipo de transmisión y

la subdirección de hidrocarburos de la UPME, definiendo una metodología y alcance para la planificación integrada de los tres sectores; es decir, generación, transmisión y gas.

3.2. PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2013 – 2027

En diciembre de 2013, se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2013 - 2027 mediante Resolución 91159, la cual subrogó la Resolución MME 90772 de septiembre de 2013, a continuación se relacionan las obras aprobadas:

- Subestación Tuluní 230 kV y línea de transmisión asociada, en el departamento de Tolima.
- Subestación La Loma 500 kV, en el departamento de Cesar.
- Primer refuerzo de red a 500 kV para el área Oriental, que va desde los Santanderes hasta una subestación en el norte de la sabana de Bogotá.
- Obras asociadas a la conexión de la central Hidroituango, desde el departamento de Antioquia hacia los Santanderes, la Costa Atlántica y el centro del país (adicionalmente, se incluyó proyecto que eliminará restricciones de Porce III).
- Refuerzo de red a 500 kV para la Costa Caribe.
- Refuerzo de red a 500 kV para el surocc-

Se analizó el efecto de la implementación del PROURE, para horizontes de implementación en 2017 y 2020.

cidente del país, desde Antioquia hacia Risaralda y el Valle del Cauca.

- Segundo refuerzo de red a 500 kV para el área Oriental, proveniente del centro sur del país.
- Obras correspondientes a equipos tipos FACTs en el área Oriental, tales como SVC de 240 Mvar en la subestación Tunal 230 kV y STATCOM 200 MVAR en la subestación Bacatá 500 kV, los cuales serán ejecutados mediante el mecanismo de “ampliación” según la resolución CREG 064 de 20.

- Obras correspondientes a las bahías de conexión a nivel del STN, correspondientes a subestaciones tipo interruptor y medio y anillo, que se ejecutarán también por el mecanismo de ampliación según reglamentación CREG 147 de 2011

3.3. AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Teniendo en cuenta los análisis realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética se recomienda la ejecución de las siguientes obras (ver tabla 16):

TABLA 16.
PROYECTOS DE TRANSMISIÓN - OBRAS RECOMENDADAS

Proyecto	Obras asociadas
SVC Tunal 230 kV	Compensador Estático Variable (SVC) en la subestación Tunal 230 kV, con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 240 MVAR. - 2014
STATCOM Bacatá 500 kV	Compensador Sincrónico Estático (STATCOM) en la subestación Bacatá 500 kV, con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 200 MVAR - 2015
Compensación en Termocol 220 kV	Compensación en Termocol 220 kV, 35 MVAR – Septiembre 2015
Conexión de transformadores de conexión al STN (Interruptor y medio y anillo)	<ul style="list-style-type: none"> • Segundo transformador Candelaria 220/110 kV agosto de 2013 • Transformador la Sierra 230/115 kV: diciembre de 2015 • Segundo transformador el Bosque 220/66 kV: septiembre de 2015 • Segundo transformador Valledupar 220/110 kV: enero de 2014 • Segundo transformador Sabanalarga 220/110 kV: segundo trimestre 2015

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

TABLA 17.
CONVOCATORIAS PÚBLICAS STN

Proyecto	Obras asociadas
Proyecto Tuluní 230 kV	Nueva Subestación Tuluní 230 kV – 180 MVA.
	Segundo circuito Betania – Mirolindo 230 kV, de 206 km de longitud, aproximadamente - Ampliación.
	Reconfiguración de uno de los circuitos Betania – Mirolindo 230 kV en los enlaces Betania – Tuluní y Tuluní - Mirolindo, por medio de un doble circuito de 22 km aproximadamente al punto de apertura.
	Fecha de entrada en operación: Agosto de 2016.
Subestación La Loma 500 kV	Reconfiguración de la línea Ocaña – Copey 500 kV en los enlaces Ocaña – La Loma y La Loma – Copey, por medio de dos circuitos de 10 km aproximadamente al punto de apertura.
	Instalación de compensación reactiva inductiva, considerando la posibilidad de desinstalación o reubicación de compensación reactiva inductiva existente.
	Fecha de entrada en operación: noviembre de 2016.

Proyecto	Obras asociadas
Primer refuerzo de red en el área Oriental	Subestación Norte 500 kV.
	Transformador Norte 500/230 kV – 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%.
	Línea Sogamoso – Norte 500 kV, de 257 km de longitud, aproximadamente.
	Línea Norte Nueva Esperanza 500 kV, de 87 km de longitud, aproximadamente.
	Fecha de entrada en operación: septiembre de 2017.
Conexión de Ituango y reducción de restricciones asociadas a Porce III	Nueva subestación Ituango 500 kV.
	Nueva subestación Medellín 500/230 kV.
	Dos transformadores en la subestación Medellín 500/230 kV de 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%, cada uno.
	Dos líneas Ituango – Cerromatoso 500 kV, de 110 km de longitud, aproximadamente.
	Línea Ituango – Porce III – Sogamoso 500 kV, de 266 km de longitud, aproximadamente.
	Línea Ituango – Medellín 500 kV, de 125 km de longitud, aproximadamente.
	Reconfiguración del enlace Occidente – Ancón 230 kV en los enlaces Occidente – Medellín y Medellín – Ancón, por medio de un doble circuito de 10 Km aproximadamente al punto de apertura.
	Línea Medellín – Ancón 230 kV, de 10 km de longitud, aproximadamente.
	Fecha de entrada en operación: junio de 2018.
Incremento límite de importación área Caribe (Refuerzo Costa Caribe)	Línea Cerromatoso – Chinú 500 kV, de 131 km de longitud, aproximadamente.
	Línea Chinú – Copey 500 kV, de 200 km de longitud, aproximadamente.
	Fecha de entrada en operación de las líneas y sus módulos: septiembre de 2018.
	Nuevo transformador Copey 500/230 kV – 450 MVA.
	Fecha de entrada en operación del transformador y sus módulos: noviembre de 2015.
Incremento límite de importación área Suroccidental (Refuerzo Suroccidental)	Nueva subestación Alférez 500 kV.
	Dos transformadores Alférez 500/230 kV de 450 MVA con una capacidad de sobrecarga del 20%, cada uno.
	Línea Medellín – La Virginia 500 kV, de 158 km de longitud, aproximadamente.
	Línea La Virginia – Alférez 500 kV, de 183 km de longitud, aproximadamente.
	Línea San Marcos – Alférez 500 kV, de 35 km de longitud, aproximadamente.
	Reconfiguración del enlace Juanchito – Pance 230 kV en los enlaces Juanchito – Alférez y Alférez – Pance, por medio de un doble circuito de 2 km aproximadamente al punto de apertura.
	Fecha de entrada en operación: septiembre de 2018
Segundo refuerzo de red en el área Oriental	Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV, de 190 km de longitud, aproximadamente.
	Fecha de entrada en operación: Septiembre de 2020.
Mejora interconectividad reforma	Reconfiguración enlace Guavio – Tunal en Guavio – Reforma y reforma – Tunal 220 kV
	Fecha de entrada en operación: Noviembre de 2015
Mejora interconectividad Caracolí	Reconfiguración enlace Barranquilla – Tebsa 220 kV en Barranquilla – Caracolí 220 kV y Caracolí – Tebsa 220 kV
	Fecha de entrada en operación: Noviembre de 2016
Nueva subestación Río Córdoba 220 kV	Nueva subestación Río Córdoba, mediante la reconfiguración del doble circuito Santamarta – fundación 220 kV en Santamarta – Río Córdoba 220 kV y Río Córdoba – Fundación 220 kV
	Fecha de entrada en operación: Septiembre de 2016

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

En relación al Plan de Expansión de Transmisión 2014 – 2028, la unidad ya definió las redes objetivo para fortalecer las sub áreas operativas correspondientes a Guajira – Cesar – Magdalena, Nordeste Santander, Nordeste Boyacá, Suroccidente y la conexión de la planta Porvenir de 352 MW, la cual tiene compromisos de Energía en Firme.

3.4. CONVOCATORIAS PÚBLICAS – OBRAS DE TRANSMISIÓN

En este período se iniciaron los procesos de selección para Bolívar – Cartagena 220 kV (Convocatoria UPME 05-2012); Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV – Primer Refuerzo Área Oriental (Convocatoria UPME 01-2013); Segundo transformador Copey 500 kV

(Convocatoria UPME 02-2013); Subestación Tuluní 230 kV y línea asociada (Convocatoria UPME 03-2013); Bello – Guayabal – Ancón 230 kV (Convocatoria UPME 04-2013); y Chinú – Montería – Urabá 230 kV (Convocatoria UPME 07-2013) y Conexión de la subestación Reforma 230 kV a Guavio – Tunal (Convocatoria UPME 01-2014). De estos, se seleccionaron interventores e inversionistas para Bolívar – Cartagena 220 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV y Segundo transformador Copey 500 kV (Convocatoria UPME 02-2013), los demás están próximos a culminar el proceso. Fueron puestos en servicio, de manera satisfactoria, los proyectos Alférez (Convocatoria UPME 01-2010) y Termocol (Convocatoria UPME 02-2010).

TABLA 18.
RESUMEN EVOLUCIÓN DE LOS PROCESOS DE CONVOCATORIAS

Estado	#	Convocatoria	Proyectos	Observación
En ejecución	6	01-2008	Nueva Esperanza 500/230 kV	Iniciando construcción
		002-2009	Armenia 230 kV	Por iniciar construcción
		04-2009	Sogamoso 500/230 kV	Por finalizar, próximo a iniciar operación
		05-2009	Quimbo 230 kV	Una licencia aprobada, la otra en trámite
		03-2010	Chivor-Norte-Bacatá 230 kV	En evaluación del DAA
		02-2013	Segundo transformador de Copey 500/220 kV	En diseños
Adjudicadas, en proceso de aprobación del Ingreso Anual Esperado (IAE)	2	05-2012	Bolívar – Cartagena 220 kV	Por iniciar ejecución
		01-2013	Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV	Por iniciar ejecución
En proceso de selección	4	03-2013	Tuluní 230 kV	En periodo de observaciones
		04-2013	Bello – Guayabal – Ancón 230 kV	Próximo a selección de inversionista
		07-2013	Chinú – Montería – Urabá 230 kV	En periodo de observaciones
		02-2014	Reforma 230 kV	En periodo de observaciones
En prepublicación	4	05-2014	Suria 230 kV	Pendiente garantía del OR
		06-2014	Caracolí 230 kV	Pendiente garantía del OR e industrial Resolución MME 090506 de 2014
		03-2014	Ituango 500 kV	
		04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	
Por pre publicar o iniciar proceso	3	01-2014	La Loma	Pendiente garantía del OR e industrial
		05-2014	Refuerzo Costa Caribe 500 kV	Resolución MME 090506 de 2014
		06-2014	Río Córdoba 220 kV	Pendiente garantía del OR e industrial Resolución MME 090506 de 2014
Documentos de selección en elaboración	1		Segundo Refuerzo Oriental 500 kV	

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética

3.5. ENERGIZACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA



3.5.1. Cobertura de energía eléctrica – ICEE 2013

La UPME dando cumplimiento a la Resolución MME 180465 de 2013 ha estimado la cobertura de energía eléctrica para el año 2013; sin embargo, como se estableció en la “Metodología para la estimación del Índice de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica – ICEE”, es necesario validar la información con los Operadores de Red y el IPSE. En los resultados preliminares de diciembre de 2013 con versión de mayo de 2014 se obtiene una cobertura nacional del 96.45%.

3.5.2. Concertación metas y planes de expansión operadores de red

Después de la publicación del PIEC 2013-2017 en septiembre de 2013, se sostuvieron reuniones entre la UPME y el Ministerio de Minas y Energía con el fin de analizar otros escenarios adicionales a los presentados en el PIEC 2013-2017 para el incremento en el cargo por uso de distribución (Dt) conforme lo establece la Resolución MME 180465 de 2012.

En la Resolución 180465 del 2012, el Ministerio de Minas y Energía estimó necesario que se realizara la concertación de metas de cobertu-

ra del servicio de energía eléctrica, por lo cual la UPME convocó a reunión a todos los Operadores de Red –OR– que prestan el servicio de energía en el país. En el periodo comprendido entre septiembre y diciembre de 2013, se llevó a cabo dicho proceso alcanzando a concertar metas con el 53% del total de los Operadores de Red, representados en 15 OR. Por su parte, 9 OR no concertaron metas, 3 manifestaron interés solamente en normalización de redes y 1 está en el 100% de cobertura.

Acorde con los resultados del proceso de la concertación de metas realizada para el periodo 2013 -2015, en el país se realizarán inversiones alrededor de los \$707.037 millones, con una participación del 10% por medio de recursos de fondos (\$77.242 Millones). Se estima que al realizar la totalidad de estas inversiones, se alcanzará el 96.92% de cobertura de energía al energizar 98.544 viviendas que actualmente no cuentan con este servicio.

3.5.3. Comisión asesora de coordinación y seguimiento a la situación energética – CACSSE

La UPME, como secretario técnico de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País – CACSSE, entre noviembre de 2013 y mayo de 2014, llevó a cabo reuniones mensuales en las que se realizó seguimiento a los diferentes factores atmosféricos que influyen en la variabilidad climática y a la situación energética del país, analizando la disponibilidad de combustibles líquidos para generación térmica.

Ante el aumento en la probabilidad de ocurrencia de un Fenómeno del Niño y de una posible disminución en los aportes hídricos, la comisión ha venido trabajando en materia de estrategias de comunicación y acciones de eficiencia energética. En este sentido, la comisión ha recomendado a los agentes de electricidad, gas natural y combustibles líquidos la coordinación continua para el suministro de las fuentes energéticas para generación eléctrica en caso de que las condiciones climáticas lo exijan.



3.6. USO RACIONAL DE ENERGÍA

3.6.1. Plan de acción indicativo 2010-2015 del PROURE

Se prepara una evaluación de las acciones relativas a eficiencia energética desde la aprobación de la Ley 697 de 2001 que incluye, entre otros, recursos asignados, cooperación técnica, impactos, resultados sectoriales, resultados transversales y oportunidades, como aporte al desarrollo del Plan de Acción Indicativo 2010-2015 del "Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE", adoptado por el MME.

3.6.2. Programas transversales: Estrategia financiera

Continúa la gestión y ejecución de recursos de cooperación técnica internacional no reembolsable, de aproximadamente US\$ 6 millones canalizados a través de PNUD, ONUDI, BID y USAID principalmente, para apoyar acciones de eficiencia energética en los sectores industrial y terciario y en edificaciones residenciales, comerciales y públicas, promover etiquetado de equipos eficientes de uso final de energía y remover barreras para aumentar la participación de las fuentes no convencionales de energía renovable en la matriz colombiana.

Recursos por US\$2 millones de Global Environment Facility- GEF se están gestionando a través de Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo Industrial -ONUDI, destinados a la ejecución de un proyecto de promoción e implementación del sistema de gestión integral de la energía y el desarrollo de proyectos de eficiencia energética en el sector industrial.

Conjuntamente el Ministerio de Minas y Energía, y la UPME gestionaron US\$580.000 de cooperación técnica con el BID, para determinar la viabilidad técnica, económica, financiera y ambiental de un programa de Eficiencia Energética en Edificaciones - EE en el Archipiélago, como preparatoria de una posible operación de crédito por valor de 10 MUS\$ provenientes del CTF.

En relación al subprograma de Protección al Consumidor, se dio inicio a la ejecución del proyecto de Etiquetado en Eficiencia Energética, el cual cuenta con aportes del GEF por US\$2,5 millones y con una contrapartida de actores nacionales por US\$7,5 millones. El proyecto incluye estrategias de fortalecimiento institucional, del Sistema Nacional de la Calidad, de mercado y culturales, entre otras, así como del desarrollo de herramientas de difusión y apropiación de conocimientos que permitirán implementar el Reglamento Técnico de Etiquetado – RETIQ propuesto por el Ministerio de Minas y Energía, como mecanismo de promoción de la tecnología eficiente y la competitividad en la producción de equipos.



3.6.3. Programas sectoriales

En el marco del Proyecto GEF/PNUD/COL-Eficiencia Energética en Edificaciones (EEE), se estableció una metodología para la formulación de un NAMA (Medidas Nacionales de Adopción y Mitigación al Cambio Climático) para rehabilitación de edificios existentes donde se han identificado potenciales de ahorro energético entre el 25% y 30%, así como la formulación del NAMA PIN para evaluar su presentación a los donantes de este tipo de apoyos financieros.

Como un avance en la implementación de la propuesta de Reglamento Técnico de Eficiencia Energética para Viviendas de Interés Social-RETEVIS, se desarrolló una herramienta para estimar el consumo de energía y evaluar los potenciales que se obtendrían al implementar criterios de eficiencia energética en el ciclo de vida de las viviendas e impacto en la obtención de niveles de confort para quienes las habitan.

Asimismo, se realizaron 34 auditorías energéticas en edificaciones de entidades públicas del orden nacional, departamental y municipal, como referente para promocionar la eficiencia energética en este segmento, indicándose la existencia de potenciales que oscilan entre el 25% y 30% en consumo de energía eléctrica, proponiéndose un plan de acción que incluya tanto buenas prácticas, reconversión de equipos, como propuestas de rediseño, métodos constructivos y materiales eficientes en el manejo energético.

En el sector industrial, se adelanta un estudio para determinar el potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros de alimentos, textiles, confecciones, cueros y papeles en Colombia, identificándose los principales procesos, tecnologías y consumos de energía, así como los primeros escena-

rios de eficiencia energética, para los cuales se plantean: i) Programa de eficiencia energética en calderas piro tubulares y ii) Programa de sustitución de motores de eficiencia estándar por motores de alta eficiencia. A la fecha, se han intervenido 164 empresas mediante visitas técnicas y encuestas, quedando faltantes 44 para completar la muestra de 208.

3.6.4. Programas regionales

Como continuidad a la caracterización y sostenibilidad de las soluciones energéticas de las ZNI, durante 2013 y los primeros cinco meses de 2014, se trabajó en el diseño y apoyo en la ejecución de programas de eficiencia energética en los departamentos de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Amazonas y Chocó. Al efecto, se realizaron jornadas de capacitación en eficiencia energética en usos finales para todos los tipos de usuario de las zonas mencionadas, así como actividades de fortalecimiento de la capacidad del SENA en esta temática. Igualmente, se introdujo a docentes seleccionados en la metodología para incorporar las temáticas de eficiencia energética y FNCE en la educación formal. Se elaboraron guías didácticas para ser distribuidas entre los pobladores de estas regiones. También se fortalecieron las propuestas de programas en temas relacionados con la identificación de actores clave para la ejecución de las acciones identificadas, con el financiamiento y con esquemas de seguimiento y evaluación.

Los anteriores constituyeron insumos para la formulación del proyecto de eficiencia energética en el archipiélago y la gestión de recursos de CTI y del BID. Este proyecto de cooperación incluye varios componentes dentro de los que se cuentan: i) una estructuración técnica, atendiendo implementación de buenas prácticas, los



Durante 2013 y 2014 se diseñaron los programas de eficiencia energética para el Archipiélago de San Andrés, Amazonas y Chocó.

rangos de EE por tipo de equipo, los aspectos asociados a la recolección y disposición final de los equipos a sustituir y a la distribución de equipos nuevos; ii) el análisis legal y financiero para la ejecución de las acciones previstas; iii) una prueba en terreno de la implementación de buenas prácticas y de sustitución de equipos y iv) una estrategia de divulgación dirigida a toda la población. Los beneficiarios serán los usuarios de los sectores residencial, comercial, hotelero y público y se estima un potencial de eficiencia energética de alrededor de 30% para todo el archipiélago.

4. FONDOS DE FINANCIACIÓN

4.1. 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. 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 Programa será financiado hasta con un 20% del recaudo de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas FAER, creado por la Ley 788 de 2002, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1 de la Ley 1117 de 2006, recursos previstos a su vez en el artículo 68 de la Ley 1151 de 2007. El Art. 104 de la Ley 1450 de 2011 (Plan Nacional de Desarrollo), estableció un peso 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.

Durante el 2013 se suscribieron diez contratos con siete operadores de red por valor de \$109.557 millones para la ejecución de proyectos.

Los recursos asignados y los usuarios beneficiados durante la vigencia 2013 fueron los siguientes:

TABLA 19.
RECURSOS Y USUARIOS PRONE

Departamento	PRONE					
	Total aporte en millones	Vigencia 2013 en millones	Vigencia futura 2014 en millones	Total usuarios	Usuarios 2013	Usuarios 2014
Arauca	\$624,75	\$437,32	\$187,42	321	225	96
Atlántico	\$15.473,94	\$10.831,75	\$4.642,18	6.326	4.428	1.898
Bolívar	\$9.759,12	\$6.831,38	\$2.927,73	3.348	2.344	1.004
Cesar	\$16.776,17	\$11.743,32	\$5.032,85	5.216	3.651	1.565
Córdoba	\$8.330,52	\$5.831,36	\$2.499,16	3.300	2.310	990
Huila	\$3.058,23	\$2.140,76	\$917,47	1.565	1.095	470
La guajira	\$4.631,90	\$3.242,33	\$1.389,57	1.297	908	389
Magdalena	\$11.655,00	\$8.158,50	\$3.496,50	3.918	2.743	1.175
Meta	\$1.471,35	\$1.029,94	\$441,40	1.140	798	342
Nariño	\$9.584,08	\$6.708,86	\$2.875,23	3.845	2.691	1.154
Sucre	\$5.196,27	\$3.637,39	\$1.558,88	1.591	1.114	477
Valle del cauca	\$22.995,55	\$16.096,88	\$6.898,66	13.658	9.561	4.097
Total general	\$109.556,87	\$76.689,81	\$32.867,060.382	45.525	31.868	13.657

Fuente: Dirección de Energía- Ministerio de Minas y Energía

Para las Convocatorias PRONE 2013 se estableció la siguiente proporción de aprobación: i) el 70% del valor de los proyectos con recursos de la vigencia 2013, y ii) el saldo del 30% con vigencia futura 2014. Lo anterior teniendo en cuenta la experiencia que ha tenido el Ministerio en la duración de la ejecución de los proyectos y el alcance de los mismos, lo cual genera que los plazos de ejecución en la mayoría de los proyectos a aprobar no puedan ser terminados en el presente año y se extiendan en su gran mayoría al año 2014.

4.2. FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES - 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 proyectos de electrificación rural

que tengan asociado líneas de interconexión de media tensión y subestaciones de distribución que permita incrementar la confiabilidad, calidad y la ampliación de cobertura.

Busca financiar planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición y rehabilitación de la existente en zonas de difícil gestión y zonas rurales de menor desarrollo, con el propósito de ampliar la cobertura, mejorar la calidad y continuidad del servicio y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas Interconectadas.

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, por kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista.

Durante el 2013 se suscribieron contratos por valor de \$132.526 millones y en enero de 2014 se suscribieron contratos por valor de \$34.443 millones para ejecutar proyectos en los siguientes departamentos:



TABLA 20.
RECURSOS Y USUARIOS FAER

Departamento	FAER					
	Total aporte en millones	Vigencia 2013 en millones	Vigencia futura 2014 en millones	Total usuarios	Usuarios 2013	Usuarios 2014
Arauca	\$15.096,56	\$10.567,59	\$4.528,97	1.095	767	328
Bolívar	\$7.916,04	\$5.541,23	\$2.374,81	12.743	8.920	3.823
Caquetá	\$32.516,47	\$4.063,75	\$28.452,72	3.610	542	3.068
Cauca	\$17.045,81	\$11.932,07	\$5.113,74	2.622	1.835	787
Cesar	\$6.460,12	\$4.522,08	\$1.938,04	4.099	2.869	1.230
Córdoba	\$4.243,59	\$2.970,51	\$1.273,08	15.771	11.040	4.731
Guaviare	\$8.359,57	\$5.851,70	\$2.507,87	430	301	129
La guajira	\$520,42	\$364,30	\$156,13	88	62	26
Magdalena	\$4.247,93	\$2.973,55	\$1.274,38	2.723	1.906	817
Meta	\$14.098,70	\$9.004,76	\$5.093,94	5.102	3.259	1.843
Nariño	\$9.795,71	\$1.444,70	\$8.351,01	1.841	351	1.490
Norte de Santander	\$25.000,00	\$17.500,00	\$7.500,00	2.999	2.099	900
Santander	\$8.078,28	\$5.654,79	\$2.423,48	895	626	269
Sucre	\$5.269,11	\$3.406,41	\$1.862,70	8.408	5.436	2.972
Tolima	\$8.320,40	\$5.824,28	\$2.496,12	740	518	222
Total general	\$166.968,72	\$91.621,73	\$75.346,99	63.166	40.531	22.635

Fuente: Dirección de Energía Eléctrica - Ministerio de Minas y Energía

Esta cifra corresponde a la suma de 91.621 millones de recursos de la vigencia 2013 y 75.346 millones de la vigencia 2014 y beneficiará a 63.166 familias en 15 departamentos de las zonas rurales del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

4.3. FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - FAZNI

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas fue creado en los artículos 81 al 83 de la Ley 633 de 2001 con una vigencia a 31 de diciembre de 2007; posteriormente la Ley 1099 de 2006 prolonga su vigencia hasta 31 de diciembre de 2014, y reglamentado con el De-

creto 1124 de 2008. El objetivo del FAZNI es financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

La ley 855 del 18 de diciembre de 2003 define las localidades que se consideran Zonas No Interconectadas y establece las prioridades en la asignación de los recursos del FAZNI.

En el periodo comprendido entre mayo de 2013 y mayo de 2014, se aprobaron y comprometieron recursos por \$125.955 millones en reuniones del Comité de Administración del FAZNI – CAFAZNI, para planes, programas o proyectos en 13 departamentos. Se usaron \$56.584 millones de pesos de la vigencia 2013 y \$69.371 millones de la vigencia 2014.

TABLA 21.
RECURSOS Y USUARIOS FAZNI

Departamento	FAZNI					
	Total aporte en millones	Vigencia 2013 en millones	Vigencia futura 2014 en millones	Total usuarios	Usuarios 2013	Usuarios 2014
Antioquia	\$1.784,66	\$1.249,26	\$535,40	2.088	1.462	626
Casanare	\$24.608,19	-	\$24.608,19	3.156	-	3.156
Cauca	\$17.449,62	\$10.666,26	\$6.783,37	5.169	3.160	2.009
Cesar	\$721,51	\$432,91	\$288,60	1.220	732	488
Chocó	\$20.287,19	\$13.547,68	\$6.739,51	8.405	5.613	2.792
Guainía	\$1.632,97	\$1.123,01	\$509,96	226	155	71
Guaviare	\$242,31	\$145,38	\$96,92	42	25	17
Meta	\$16.842,08	\$11.586,06	\$5.256,03	2.031	1.397	634
Nariño	\$8.324,27	\$5.403,02	\$2.921,25	6.489	4.212	2.277
Putumayo	\$4.382,88	\$2.971,69	\$1.411,19	3.141	2.130	1.011
Vaupés	\$3.262,84	\$2.283,99	\$978,85	394	276	118
Vichada	\$24.536,05	\$6.046,30	\$18.489,75	4.390	2.903	3.461
Amazonas	\$1.879,98	\$1.127,99	\$751,99	171	103	68
Total general	\$125.954,55	\$56.583,54	\$69.371,01	36.922	22.166	16.730

Fuente: Dirección de Energía- Ministerio de Minas y Energía

4.4. FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS – FSSRI

El Gobierno Nacional mediante las leyes 142 de 1994 y 286 de 1996 creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI, sector Eléctrico, 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 los excedentes del mismo fondo, para cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

La administración de este fondo se rige por los decretos 847 de mayo de 2001 y 201 de enero de 2004, reglamentarios de las leyes

antes mencionadas, en donde se 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 reportar, 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 efecto.

De acuerdo con las estadísticas determinadas con base en las validaciones efectuadas de la información reportada por las empresas, se observa que el sector eléctrico viene 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 re-

El FSSRI permite cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos del servicio público domiciliario de energía.

caudados por las empresas superavitarias no han sido suficientes para cubrir la totalidad de los faltantes de las empresas deficitarias en el balance de subsidios y contribuciones.

En 2013, el Gobierno Nacional en cumplimiento de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y de la Ley 1428 de 2010, entregó \$1.624.834 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$50.347 millones de recursos de excedentes de contribuciones del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI para cubrir los subsidios de los usuarios de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos del servicio público domiciliario de energía eléctrica, incluyendo los del Sistema Interconectado Nacional - SIN como los de las Zonas No Interconectadas. En promedio, los usuarios del servicio de electricidad del estrato 1 que se beneficiaron con estos subsidios fueron 3.011.651, los del estrato 2 fueron 4.057.038 y del estrato 3 fueron 2.388.811, para un total de 9.457.500 usuarios beneficiados tanto en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, como en las Zonas No Interconectadas.

Perspectivas

Basándose en los esquemas previstos en las leyes 1428 y 1430 de 2010, se tiene para la vigencia 2014 presupuestado ejecutar recursos del orden de los \$ 1.360.508 millones por el Presupuesto Nacional directamente, con el fin de otorgar subsidios para los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 pertenecientes al SIN y al ZNI hasta los topes máximos.

4.5. 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 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

En 2013, el
Gobierno Nacional
entregó \$1.624.834
millones a través del
Presupuesto General
de la Nación.

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 \$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 14560 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 \$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 emitió el Decreto 0111 de 20 de enero de 2012 mediante el cual se reglamentó del FOES.

En cumplimiento con la normatividad establecida, para el 2013 se distribuyeron recursos para las áreas especiales, reportadas por los comercializadores de energía por un valor de \$160.037 millones y se benefició un promedio de 1.788.94 usuarios de estratos 1 y 2, durante la vigencia del fondo de 2004 a 2013 se han girado recursos por valor de \$1.121.971 millones así:

TABLA 22.
DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS – AÑOS 2004 -2013

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%
2012	107.625	107.624	99,99%
2013	170.037	160.037	94,12%

Fuente: DNP-DIFP y Dirección de Energía – MME

Para el 2014 se estima una distribución de recursos por valor de \$150.000 millones.

tarán las horas de prestación del servicio en las cabeceras municipales faltantes.

5. PRESTACIÓN SERVICIO DE ENERGÍA ZONAS NO INTERCONECTADAS - IPSE

5.1. NUEVAS CABECERAS MUNICIPALES A 24 HORAS DE ENERGÍA

La meta de gobierno para la vigencia 2013 quedó establecida en 11 cabeceras municipales a 24 horas de energía. La responsabilidad de lograr la meta estuvo en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, y el IPSE participó como uno de los eslabones de la cadena con función específica de estructurar, evaluar y/o viabilizar los proyectos. En ese orden de ideas, en la vigencia 2013 el IPSE estructuró y viabilizó los proyectos para modernizar la infraestructura que permita prestar el servicio en las siguientes cabeceras: El Charco (Nariño), Solano (Caquetá), Francisco Pizarro (Nariño), Mosquera (Nariño), Miraflores (Guaviare), Cumaribo (Vichada), López de Micay (Cauca), La Primavera (Vichada), La Macarena (Meta), Iscuandé (Nariño), La Tola (Nariño).

Durante la vigencia 2014, se han venido ejecutando las obras y gradualmente se incremen-

5.2. PROYECTOS FAZNI

Durante 2013 fueron evaluados 63 proyectos de energización rural y mejoramiento de infraestructura eléctrica en las ZNI (equivalentes \$225.536 millones) de los cuales 38 fueron calificados con concepto favorable (equivalentes a \$ 94.505 millones) y 25 fueron calificados como inviables (equivalentes a \$ 131.031 millones), cumpliendo así con el 100% del compromiso.

Adicionalmente se viabilizaron 38 proyectos de los cuales 37 recibieron recursos por el CAFAZNI por valor de \$ 92.182 millones contribuyendo a la ejecución del fondo FAZNI en un 96%. La distribución por departamentos fue la siguiente: Vaupés (3), Putumayo (1), Chocó (10), Cauca (4), Guainía (4), Meta (2), Nariño (7), Guaviare (1), Cesar (1), Antioquia (1), Amazonas (1), Vichada (3)

Estructuración de Proyectos

Para la vigencia 2013 se estableció como meta la estructuración de mínimo 50 proyectos de soluciones energéticas para las ZNI, los cuales deben ser presentados a los fondos

FAER, SGR Y FAZNI. Los resultados al finalizar la anualidad fueron satisfactorios dado que se

lograron estructurar 89 proyectos superando la meta establecida.

TABLA 23.
PROYECTOS ESTRUCTURADOS

	Meta	Avance	Usuarios	Habitantes	Valor en millones	Fondos
Estructuración	50	89(178%)	16.803	87.573	88.515	FAER SGR FAZNI

Fuente: IPSE

5.3. SUBDIRECCIÓN DE CONTRATOS Y SEGUIMIENTO

5.3.1. Interventoría al contrato de concesión con exclusividad para la prestación del servicio de energía eléctrica en el área del Amazonas

El servicio de energía eléctrica en el área de servicio exclusivo del Amazonas durante el periodo de mayo de 2013 a abril de 2014, se prestó durante 24 horas diarias en dos municipios: Leticia y Puerto Nariño. En Tarapacá 10 horas, en 12 localidades Tipo 3; 8 horas diarias, (entre 51 y 150 usuarios), y en 24 localidades Tipo 4 6 horas diarias (inferior a 50 usuarios) de manera continua.

A marzo de 2014, el número de facturas en el área de servicio exclusivo del Amazonas se incrementó el 3,37% con respecto a mayo de 2013. Los kWh generados en el en abril de 2014 disminuyó en un 6,76% con respecto a los kWh generados en mayo de 2013.

5.3.2. Supervisión área de servicio exclusivo de San Andrés Providencia y Santa Catalina

Durante el año cuarto del contrato de la concesión ASE SAI se destacan los siguientes aspectos:

Demanda máxima San Andrés:	31,4 MW
Capacidad instalada San Andrés:	52 MW
Demanda máxima Providencia:	1,82 MW
Capacidad instalada Providencia:	4,7 MW
Energía generada anual SAI:	198,1 GWh
Crecimiento del consumo promedio año SAI	4,5%
Energía generada anual PVA:	10,98 GWh
Crecimiento del consumo promedio año PVA:	1,25%
Indicador de pérdidas reconocidas:	15%
Número de usuarios SAI + PVA:	18.867
Crecimiento de usuarios promedio año:	1,5%
Cu NT1 Mayo 2013 / Abril 2014:	\$851,92 / \$881,33
Tarifa usuario NT1 E4 Mayo 2013 / Abril 2014:	\$340,55 / \$348,22

Central Eólica

Durante el año cuarto de la concesión se ha dado inicio a la pre consulta con la comunidad dentro del proyecto para la construcción de un parque eólico de 12 MW (6 turbinas de 2 MW cada una), el cual se proyecta producirá el 15% de la energía de la isla de San Andrés.

Central RSU

En lo que respecta al proyecto de generación a partir de residuos sólidos (Waste to Energy), la planta se encuentra construida y lista para

pruebas finales, a la espera del permiso final de operación y ajustes del Plan de Manejo Ambiental por parte del operador del sitio de disposición final. Con una capacidad instalada de 1,6 MW, y potencial para el aprovechamiento de 80 Toneladas / día de residuos, aportara 4GWh año al sistema.

Otras Inversiones

El concesionario dio inicio al proyecto Buena Energía para ciudades Inteligentes, el cual consiste en la implementación de una Red Inteligente en las Islas Mayores (Smart Grid), con capacidad de gestión comercial remota, con una inversión proyectada de \$30.000 millones, con la firma Ingenierías Aliadas. Este proyecto incluye el cambio total de medidores y la construcción de un centro de gestión integral de la medida.

En lo que respecta al sistema de distribución, adelantó procesos de reposición y mejoramiento en la Isla de Providencia y en San Andrés en los sectores de San Luis y Loma, con la aplicación de red AAAC (cable de aluminio concéntrico).

Transformación Energética

Con el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía y el apoyo del IPSE y la UPME, se adelanta un proceso encaminado a la transformación energética del Archipiélago, en armonía con la Reserva de Biosfera Sea Flower, el cual está siendo apoyado desde la oficina de la Presidencia de la República para el Plan San Andrés.

Es este proceso, se ha desarrollado un diagnóstico de las necesidades energéticas y de transformación tanto desde la fuente como la demanda, articulado con la Concesión ASE, que determino la línea base sobre la cual con el apoyo del BID y el Carbon War Room se estructurará un ambicioso plan que llevará a las

Islas a minimizar el uso de combustibles fósiles y optimizar el uso energético mediante planes masivos de URE. Para este fin se ha creado un grupo de expertos apoyados por el BID, con el objetivo de definir, formalizar y generar la dinámica necesaria para la reconversión integral.

Supervisión e Interventoría

Con el soporte del Centro Nacional de Monitoreo IPSE y el Centro Insular de Monitoreo EEDAS, durante la vigencia se desarrollaron las actividades de seguimiento, verificación y análisis por parte de EEDAS SA ESP, las cuales se centraron en la operación, desarrollo de las inversiones, ejecución financiera, comercial y parámetros de prestación del Servicio, con un componente importante orientado a los ejes ambientales y de seguridad y salud del trabajador. Todo esto bajo la supervisión y apoyo del IPSE.

Se adelanta un proceso encaminado a la transformación energética del Archipiélago, en armonía con la Reserva de Biosfera Sea Flower.

5.4. SUPERVISIÓN A CONTRATOS Y CONVENIOS

5.4.1. Proyecto de interconexión eléctrica Inírida – San Fernando de Atabapo, Contratos 061 de 2011 Y 045 de 2012

> Circuito a 13.2 kV subestación Inírida – Coayare

Teniendo en cuenta que el 22 de diciembre de 2012 se dio servicio a 50 usuarios de la comunidad, se supervisaron los trabajos realizados y se verificó el cumplimiento de las normas técnicas, por lo cual se adelanta el trámite para el recibo de las obras por parte de IPSE y la entrega del activo al prestador del servicio EMELCE S.A

ESP. Estas obras están contempladas en el contrato 061 de 2014 y su valor alcanzó la suma de \$ 700 millones aproximadamente.

> **Subestación elevadora Inírida, 13.2 /34.5 kV**

Se supervisaron los trabajos realizados, quedando pendientes las pruebas y puesta en servicio, en razón a que la línea de interconexión a 34.5 kV aún continúa en construcción, requisito para poder energizar la subestación. Estas obras están contempladas en el contrato 061 de 2014 y su valor alcanzó la suma de \$ 1.400 millones aproximadamente.

> **Línea de interconexión 34.5 kV subestación – Inírida – Amanavén**

Se supervisaron las obras construidas desde la subestación hasta el km 35, quedando pendiente por construir el tramo km 35 hasta la localidad de Amanavén, incluyendo el cruce del río Guaviare.

Estas obras están contempladas dentro de los contratos 061 de 2011 y está programada su finalización durante el segundo semestre de 2014, dependiendo de los resultados del seguimiento a los compromisos de la consulta previa con las comunidades y el Ministerio del Interior. El valor aproximado de las obras fue de \$ 2.400 millones. El presupuesto asignado para el contrato 061 de 2011 es de \$ 5.000 millones y el del contrato 045 de 2012 de \$ 3.000 millones, para un total de \$8.000 millones.

Entre enero y mayo de 2014 se hizo acompañamiento a la visita de seguimiento convocada por el grupo de Consulta Previa del Ministerio del Interior y se gestionó con las comunidades indígenas y sus representantes legales el aval social para la modificación del trazado de la línea de interconexión eléctrica, logrando su aceptación.

Se energizaron siete comunidades indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta mediante montajes solares fotovoltaicos.

Se actualizó el presupuesto del proyecto teniendo en cuenta requerimientos técnicos como la utilización de cable semiaislado, definición de cimentaciones para las torres del cruce del río Guaviare y los acuerdos con las comunidades entre otros.

Se gestionó con el Ministerio de Minas y Energía la propuesta para la suscripción de un nuevo acuerdo binacional que permita la construcción de la subestación reductora en Amanavén y de más aspectos comerciales de intercambio de energía. El Ministerio de Minas y Energía está coordinando una reunión con el Ministerio de Energía del Poder Popular de Venezuela.

Al mayo de 2014 las obras presentan un avance del 82% sin considerar la subestación Amanavén.

5.4.2. Supervisión convenio 072 de 2012.- IPSE – patrimonio natural

Este convenio tuvo aportes de IPSE (\$900.000.000) y de United States Agency for International Development-USAID (USD 600.000) y tuvo por objeto realizar la energización de siete comunidades indígenas de la Sierra Nevada de Santa Marta utilizando como sistema de generación montajes solares fotovoltaicos.

El convenio se desarrolló de manera exitosa en los tiempos acordados en el contrato, llevando a buen término todas las actividades especificadas en el contrato. El proyecto fue inaugurado por el Ministro de Minas y Energía y el Director General del IPSE.

Es de resaltar entre otros aspectos en la ejecución de este contrato la devolución al Instituto por parte de Patrimonio Natural de \$22.128.973 resultado del excelente manejo del presupuesto del proyecto.

Se realizó visita a campo se evidenció que los

montajes se encuentran terminados al 100%, se está a la espera de la carta de recibo a satisfacción por parte de la Interventoría para dar la aprobación de la actividad. El convenio se ejecutó en su totalidad.

5.4.3. Supervisión del contrato interadministrativo No.078-2013 IPSE-Tetra Tech – patrimonio natural

Objeto: Aunar esfuerzos técnicos, administrativos y financieros para ejecutar los proyectos de energías no convencionales, alternas o renovables priorizados y seleccionados en los departamentos de Chocó y Magdalena y definir los parámetros para la ejecución de los mismos mediante la asociación del IPSE, Patrimonio Natural y Tetra Tech.

Proyecto: Construcción de microcentral hidroeléctrica de 20 kW con instalación de redes de distribución eléctrica para la comunidad indígena del Yucal, Municipio de Nuquí, Departamento del Chocó.

Proyecto: Construcción de una MCH de (10kW) para el pueblo e instalaciones educativas y de salud de Bunkwimake. Adecuación de un trapiche panelero eficiente. Secado solar de cacao e iluminación solar para casas dispersas.

Proyecto: Instalación de una MCH adicional de 130 kW en Palmor y actualización del sistema e instalación de nuevas redes.

Proyecto: Implementación de sistemas solares fotovoltaicos de generación eléctrica en el PNN de Utría que contribuyan con la reducción de impactos ambientales y se brinden herramientas para el fortalecimiento organizacional e institucional a mano cambiada y la Unidad del Parque Nacional Natural - PNN.

El IPSE ha realizado acompañamiento directo

a USAID, considerando que ellos han aportado el diseño e ingeniería de detalle de todos los proyectos. Es así como en noviembre de 2013 asistió a una reunión IPSE-USAID con la comunidad indígena Bunkwimake en la Sierra Nevada de Santa Martha a fin de estimar detalles del proyecto y coordinar la reunión con el ANLA para la autorización del permiso ambiental.

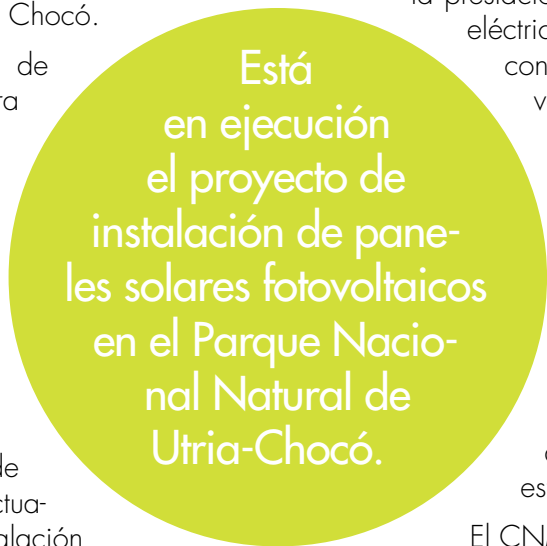
De todos estos proyecto a mayo de 2014, se tiene culminado y está en ejecución el de la instalación de paneles solares fotovoltaicos en el Parque Nacional Natural de Utria-departamento del Chocó, donde se beneficiaron cuatro cabañas, un centro de interpretación, un auditorio, una estación de frío con un refrigerador y un congelador y una estación de telecomunicaciones.

5.5. CENTRO NACIONAL DE MONITOREO-CNM

El Centro Nacional de Monitoreo – CNM es un área misional del IPSE que realiza actividades fundamentales para el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI), coadyuvando a que las entidades responsables aseguren la prestación y calidad del servicio a los usuarios de dichas zonas; además, suministra información de parámetros eléctricos para la planeación, toma de decisiones y elaboración de soluciones energéticas estructurales.

El CNM es líder en el monitoreo y control en tiempo real de las variables eléctricas en las ZNI, contando con los más altos estándares técnicos y procedimentales que le permiten gestionar información de una manera confiable y oportuna.

Dado que la actividad de monitoreo de la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica se considera esencial para la verificación de las condiciones de prestación del servicio (Resolución CREG 091-2007), el IPSE a través



del CNM verifica dichas condiciones mediante la recolección, administración y procesamiento centralizado de la información de variables energéticas de las Zonas No Interconectadas, para lo cual la gestión y principales actividades que el CNM desarrolla son las siguientes:

Se ha diseñado, evaluado y gestionado la implementación de proyectos de telemetría e infraestructura necesarios para el monitoreo de la información energética de las ZNI. Actualmente, 72 localidades cuentan con dicho sistema de medición, de las cuales 20 fueron implementadas en el último año abarcando las 39 cabeceras municipales y las principales localidades de la ZNI.

Se han adoptado y aplicado los estándares técnicos establecidos, permitiendo desarrollar y establecer las metodologías para obtener, centralizar, procesar, validar y analizar la información de las variables energéticas de una manera confiable y oportuna, sirviendo dicha información como insumo esencial para la generación de boletines, alarmas e informe de telemetría que mensualmente el CNM realiza y socializa referente a la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

Así mismo, gracias a la información que el CNM procesa y divulga periódicamente a entidades del Gobierno Nacional, coadyuva a que las mismas, dada su misión específica, aseguren la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios de las ZNI, cumpliendo con los parámetros de cantidad, calidad y continuidad establecidos.

El CNM realiza el seguimiento permanente a la prestación del servicio de energía eléctrica en las Áreas de Servicio Exclusivo – ASE, que el Gobierno Nacional ha adoptado, específicamente el ASE de Amazonas y el ASE de San Andrés Islas. Igualmente se realizan todas las actividades tendientes a garantizar el funcio-

namiento y disponibilidad de la infraestructura tecnológica que soporta los sistemas de medida de energía eléctrica, de potenciales energéticos y del procesamiento de la información.

El CNM realiza el seguimiento diario a la prestación del servicio de energía eléctrica a las localidades de las ZNI que cuentan con telemetría, mediante software especializados.

5.5.1. Implementación del sistema de geo referenciación SIG-IPSE

Con el fin de recopilar, organizar, centralizar y difundir información de referencia de las ZNI que permita apoyar la implementación de soluciones energéticas estructurales, el IPSE a través del CNM, durante el último año ha venido implementando una herramienta de geo-referenciación, garantizando su compatibilidad con los estándares técnicos aplicables y con los demás sistemas desarrollados en el sector y en el gobierno en general.

La herramienta contempla la integración de información de variables energéticas, potenciales energéticos, infraestructura, proyectos y caracterización energética de las ZNI, para la toma de decisiones y planeación de proyectos.

Así mismo, concentra información proveniente del CNM, la Subdirección de Planeación Energética, la Subdirección de Contratos y Seguimiento, el Centro de Gestión Ambiental y Social, así como las diferentes entidades del orden nacional tales como el MINMINAS, la UPME, la SSPD, la CREG entre otras, prestadora del servicio de energía eléctrica y la comunidad como actor principal.

El Sistema de Información Geográfica SIG-IPSE se proyecta como una herramienta de consulta y referente de información de los ciudadanos, prestadores del servicio de energía eléctrica y gobierno.

El SIG-IPSE se proyecta como una herramienta de consulta y referente de información para los ciudadanos, los prestadores del servicio de energía eléctrica y el gobierno.



5.5.2. Proyecto piloto de medición de potenciales energéticos mediante estaciones de medición

Se instalaron sistemas de medición de potenciales energéticos en 10 localidades de las ZNI, insumo para la planeación de proyectos energéticos con fuentes no convencionales de energía; actualmente, se está gestionando la depuración y análisis de datos, así como los mantenimientos especializados de dicha infraestructura: Nazareth –La Guajira (Eólico – solar), Puerto Estrella –La Guajira (Eólico –solar), Flor del Paraíso - La Guajira (Eólico –solar), El cardón –La Guajira (Eólico-solar), Riohacha - La Guajira (Eólico-solar), Isla Fuerte- Bolívar (Solar), Titumate- Unguía Chocó (Solar), Miraflores – Guaviare (Solar), La Chorrera – Amazonas (Solar), Cumaribo – Vichada (Solar).

5.5.3. Logros del Centro Nacional de Monitoreo

Entre los logros más relevantes del CNM durante la vigencia de mayo 2013 a mayo 2014 se encuentran los siguientes:

Se adoptaron y aplicaron estándares técnicos, permitiendo desarrollar y establecer las metodologías para obtener, centralizar, procesar, validar y analizar la información de las variables energéticas de una manera confiable y oportuna, sirviendo dicha información como insumo esencial para la generación de boletines, alarmas e informes de telemetría, los cuales ascienden a más de 900 reportes elaborados. Los principales informes fueron socializados y entregados a entidades como el Ministerio de Minas y Energía, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios entre otros para que sean insumo en su gestión.

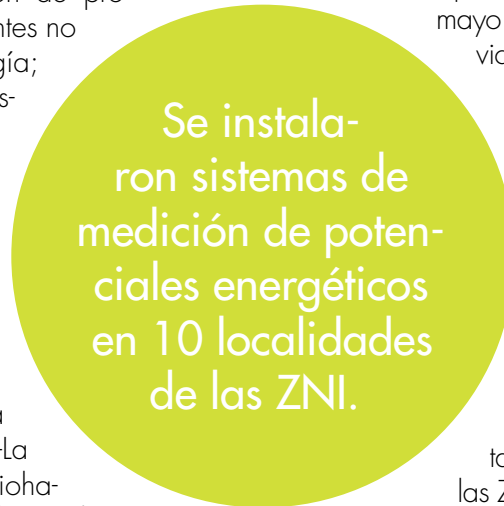
Realizó el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica a las localidades que no cuentan con sistemas de telemetría, mediante el llamado telefónico a operadores y ciudadanos de cada zona en particular. Se contactaron periódicamente cerca de 1.350 localidades mediante el contrato 087-2013.

Se adjudicó el contrato 074-2014 en mayo de 2014, para prestar el servicio de Contact Center al IPSE para la recolección de información de las Zonas No Interconectadas – ZNI para el año 2014.

Se gestionó el proceso de contratación para realizar el mantenimiento para el año 2014, de las estaciones de medición de potenciales energéticos instaladas en las localidades de las Zonas No Interconectadas del IPSE, el cual se encuentra en proceso de adjudicación en el mes de junio de 2014.

Se estructuró y se gestionó el proceso para suministrar, instalar, poner en servicio medidores de energía eléctrica, configurados con las plantillas para el cálculo de los indicadores DES – FES y de variación de tensión y frecuencia, en la central de generación de Leticia – Amazonas y realizar su integración al sistema de monitoreo y gestión de información del CNM del IPSE.

El Centro Nacional de Monitoreo viene desarrollando el Sistema de Información Georeferenciado (SIG-IPSE), logrando para el año 2013 el reconocimiento como la primera entidad del sector de Minas y Energía en obtener las certificaciones concedidas por el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones de Nivel 2: Implementación Técnica del Servicio Web y Nivel 3: que contempla la Publicación de Servicios Web, cumpliendo a cabalidad con los lineamientos de Gobierno en Línea componente No. 2: Información en línea - publicación del inventario de datos e identificación de datos abiertos y los relacionados con Publicación, Recepción, Validación y Conceptualización de la información.



Se garantizó el funcionamiento y disponibilidad de la información e infraestructura tecnológica de los sistemas de medición de potenciales energéticos con que se cuenta, proyectándose como insumo para la planeación de proyectos energéticos con fuentes no convencionales de energía.

Se actualizó el sistema de información de gestión de telemetría – GESTEL e infraestructura tecnológica que lo soporta, insumo para la elaboración de los diferentes informes de telemetría.

6. MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO



Mercado energía mayorista

Durante el periodo mayo 2013 a mayo de 2014, de acuerdo con la agenda regulatoria la CREG trabajó en los temas de aseguramiento del suministro de energía mediano y largo plazo.

Cargo por confiabilidad

Asignación de Obligaciones de Energía Firme (Subastas de Reconfiguración). La Comisión publicó el documento con los análisis para realizar una subasta de reconfiguración de compra

o venta de energía para el periodo diciembre 2013- noviembre 2014, así como para las asignaciones de las denominadas Obligaciones de Energía Firme (OEF) para los periodos diciembre 2016-noviembre 2017, diciembre 2017-noviembre 2018 y diciembre 2018-noviembre 2019. Los análisis efectuados concluyeron que hasta el 2019 está asegurado el cubrimiento de la energía y por lo tanto no se requiere convocar una nueva subasta para incorporar nuevas plantas de generación.

Adicionalmente, se atendieron procedimientos de cambios de combustible para respaldar obligaciones del cargo por confiabilidad de los periodos 2014-2015 y 2015-2016 de las plantas TermoValle, TermoCentro, Termodorada, Proeléctrica, Meriléctrica y Tebsa. La Comisión expidió para consulta en el primer trimestre de 2014, la resolución con variaciones a los combustibles y se avanza en la definición de los ajustes a la subasta.

Combustible de respaldo – Gas natural importado

Con el fin de permitir que los agentes generadores con plantas térmicas puedan adelantar la contratación del constructor de la infraestructura de regasificación se ajustó en cuatro oportunidades el cronograma para declarar la opción de gas natural importado que cubra obligaciones del cargo por confiabilidad para el periodo diciembre 2015-noviembre 2016. Esto permitirá sustituir combustibles costosos por uno más económico.

Anillos de seguridad

La CREG ajustó las reglas de los denominados anillos de seguridad; es decir, de los instrumentos que facilitan el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas y el cumplimiento de las OEF de los generadores, con el fin de hacer más clara la forma como se liquida la demanda desconectable voluntariamente, anillo de seguridad que permite prever la falta de disponibilidad de energía. Adicionalmente, se modificó el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la remuneración real individual diaria del cargo por confiabilidad.





Generación con fuentes no convencionales

La Comisión estableció el reglamento para los contratos de suministro de combustible de origen agrícola que participen en el cargo por confiabilidad. Adicionalmente, se determinó que las plantas de cogeneración despachadas centralmente que cumplan los requisitos de la Resolución CREG 153 de 2013 podrán participar en los mecanismos vigentes del cargo por confiabilidad. Así mismo, mediante la Resolución de Consulta 046 de 2014, se presenta el proyecto para definir la energía firme con plantas con Geotermia para el cargo por confiabilidad.

Reglamento para situaciones de riesgo de desabastecimiento

La CREG presentó el reglamento mediante el cual se definirán las reglas de operación que se aplicarían en el evento de presentarse una

situación de crisis que ponga en riesgo el abastecimiento de la demanda, como podría suceder con el denominado Fenómeno de El Niño. Mediante la Resolución de Consulta 082 de 2013, así mismo realizó un taller para dar a conocer de forma clara la norma y resolver inquietudes de los agentes, del ejercicio anterior. La Comisión expidió la resolución definitiva en el primer trimestre de 2014.

Capacidad de respaldo de operaciones en el MEM

La Comisión ajustó la regulación mediante la cual se calcula la capacidad de respaldo necesaria para las operaciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, establecida en la Resolución CREG 156 de 2012. La regulación busca dar señales para reducir el riesgo del sistema cuando sale un agente del mercado y ocasiona la salida de otros. La norma establece un esquema de transición que permite a las empresas que requieren mejorar su condición de riesgo hacerlo progresivamente en un período de 3 años.

Mercado organizado regulado

La Comisión publicó para comentarios una nueva propuesta para el esquema de compras de energía con contratos mediante esquema competitivo, subastas. Actualmente, se analizan los comentarios de los agentes y se continúan los trabajos para la expedición de la resolución definitiva.

Medidas de promoción de la competencia

Con el objetivo de identificar condiciones en las cuales un agente es pivotal (indispensable para atender la demanda), la CREG analiza la competencia en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) para plantear esquemas que eviten condiciones que afecten la formación de precios en el mercado, para lo cual presentó un documento en el primer trimestre de 2014 y se realizó un taller con los agentes para presentar el estudio de condiciones que identifican condiciones que pueden afectar el precio del mercado mayorista de energía.

Criterios de confiabilidad para el STN (Estudio de las restricciones)

La CREG modificó y adicionó los criterios de confiabilidad probabilísticos para la planeación del Sistema de Transmisión Nacional (STN), con lo cual se permite tomar en cuenta escenarios de acuerdo a la posibilidad de ocurrencia y no sólo criterios determinados. Lo anterior da más herramientas a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para reducir el costo de las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

> Transmisión de energía eléctrica

Calidad del Servicio

A partir del segundo trimestre de 2013, se empezó a aplicar la nueva metodología de calidad en el servicio del Sistema de Transmisión Nacional (STN), la cual se definió el año inmediatamente anterior. De esta manera se empezaron a aplicar las compensaciones para el usuario que se deben reflejadas en la reducción de la tarifa, cuando la empresa no cumpla con los requisitos exigidos en la nueva metodología, como es la disponibilidad del sistema.

Convocatorias en el STN

La CREG estuvo atenta a los procesos de libre competencia realizados por la UPME para seleccionar inversionistas que ejecuten los proyectos de expansión del STN. En el 2013 se expidió la resolución que oficializó el ingreso de la convocatoria relacionada con el proyecto Chivor II y las líneas asociadas. Con base en la decisión del Ministerio de Minas y Energía se modificaron las fechas de puesta en operación de los proyectos Nueva Esperanza, Armenia, Alférez y Conexión del proyecto Sogamoso. En lo corrido del 2014

Se dieron lineamientos a la CREG para que pueda expedir reglamentos y metodologías que garanticen un adecuado marco regulatorio.

se expide la resolución con la cual se modifica la Resolución 063 de 2011 y se oficializaron ingresos para la subestación Copey.

Bases para la nueva metodología

En mayo de 2013 la Comisión publicó la resolución mediante la cual se dieron a conocer las bases para hacer el estudio que determine cómo remunerar la transmisión de energía eléctrica para el siguiente período tarifario.

> Distribución de energía eléctrica

Calidad del Servicio en distribución de energía eléctrica

Para la distribución de energía eléctrica se hace uso de dos grandes grupos de activos: el Sistema de Transmisión Regional (STR), es decir, los activos que permiten acercar la energía desde los grandes centros de producción hasta los límites de las zonas pobladas, y el Sistema de Distribución Local (SDL) que son los medianos los cuales se lleva la energía hasta los puntos de consumo: casas, industrias, comercio y oficinas.

Calidad del Servicio en el STR

La calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) analiza los efectos causados por la interrupción a la operación normal de los elementos que componen los sistemas.

A partir del primer trimestre de 2013 se empezó a aplicar la nueva metodología de calidad mediante la cual se determinan los casos de incumplimiento y se calculan compensaciones que son traducidas en un menor ingreso a las empresas y disminución de tarifas a los usuarios. La CREG continuará haciendo seguimiento a los resultados obtenidos con la aplicación de esta metodología.



Calidad del Servicio en el SDL

La calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local (SDL) está relacionada con las interrupciones del servicio que enfrentan los usuarios del servicio de energía eléctrica. En el 2013 la CREG expidió las reglas para auditar la aplicación de la normas de calidad del servicio en los SDL. Los resultados de estas auditorías apoyarán la labor de vigilancia y control de la aplicación de esta regulación, que desarrolla la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

Metodología de planes de reducción de pérdidas de energía

Durante el 2013 se revisaron los planes de reducción de pérdidas que presentaron los Operadores de Red de acuerdo con la metodología establecida en el 2011.

Dichas revisiones no se pudieron finalizar debido a los lineamientos establecidos por el Gobierno Nacional en el Decreto 1937 de 2013, donde eliminó la distribución de pérdidas de energía entre todos los comercializadores de un mercado y determinó que la CREG establezca acciones para que los operadores de red presenten sus planes de reducción de pérdidas acorde con la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución. Actualmente, se adelantan los estudios para incorporar el esquema de reducción de pérdidas en la nueva metodología de distribución que está en desarrollo.

Revisión del esquema de áreas de distribución de energía eléctrica

Desde el 2008 se estableció el esquema de Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD) con el fin de disminuir las diferencias de tarifas de la actividad de distribución entre algunas regiones del país. De esta manera existen cuatro ADD y los usuarios que pertenecen

a cada una de ellas tienen la misma tarifa de distribución de energía independientemente de que existan varios prestadores del servicio con precios distintos. Este esquema permitía algunos comportamientos no deseables como altas variaciones en las tarifas de distribución en algunos meses y distribuciones irregulares de los ingresos de los prestadores del servicio. Para solucionar esto la Comisión modificó el esquema con lo cual se disminuyen las variaciones de las tarifas y se permite la correcta distribución de los ingresos entre los prestadores. Los ajustes funcionan desde diciembre del 2013.

Bases metodológicas

En el segundo trimestre de 2013 la Comisión publicó las bases sobre las cuales se hará el estudio para modificar la metodología de remuneración de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente periodo tarifario. Adicionalmente, se contrató un estudio para analizar las metodologías de remuneración de la actividad en otros países en el cual se presente las ventajas y desventajas de cada una, y la forma como la han enfrentado diez países de Latinoamérica, Europa y Norteamérica.

En
2013 se
revisaron los planes
de reducción de pérdidas
presentados por los
Operadores de Red de
acuerdo con metodología
establecida en
2011.

Actualización de cargos de distribución

Durante el 2013 se actualizaron los cargos de los operadores de red de la costa atlántica, el Valle del Cauca, Antioquia, Tolima y Meta así como el Distrito Capital. Esta actividad es permanente y se desarrolla en la medida en que llega la solicitud de actualización por parte de un operador de red.

Metodología de remuneración del mercado y sistema de energía eléctrica

Con el objetivo de asegurar la prestación

eficiente de estos servicios y su adecuada remuneración, la Comisión actualizó la metodología para aprobar los ingresos del prestador de estos servicios en el período tarifario 2014–2018. La nueva metodología se empezará a aplicar en el año 2014, para lo cual el prestador de los servicios deberá presentar su solicitud tarifaria a la Comisión y ésta deberá hacer el estudio correspondiente y mediante una resolución particular aprobar los ingresos.

Actualización del código de medida

El objetivo de la actualización es definir las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición; los requerimientos de sus componentes en relación con la certificación de conformidad, instalación, pruebas, calibración, operación, mantenimiento y protección; y determinar las responsabilidades de los agentes y usuarios involucrados en la medición. En el 2013 se ajustaron algunos aspectos de la propuesta y se trabajó en las respuestas a los comentarios recibidos a la resolución de consulta y en el primer trimestre de 2014, la CREG expide la resolución definitiva con la actualización del código de medida

Modificación del esquema de fronteras embebidas

En el primer trimestre de 2014, la CREG presentó el proyecto de resolución por medio de la cual se modifican los principios y las reglas generales para la clasificación y funcionamiento de fronteras comerciales del mercado mayorista, como fronteras embebidas.

Comercialización de energía eléctrica

Durante el año 2013 la CREG avanzó en la elaboración de la nueva metodología para remunerar la actividad de comercialización de

energía eléctrica y en la revisión de las condiciones para participar en el mercado en competencia, mediante la recopilación de información de la actividad correspondiente al año 2012.

En el año 2014 la CREG expedirá las resoluciones definitivas con la metodología para remunerar la actividad de comercialización y las condiciones para participar en el mercado de competencia.

Transacciones internacionales de energía

La Comisión participó en reuniones del Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de electricidad (GTOR) y del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de servicios de electricidad (CANREL); ambos pertenecientes a la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Los trabajos adelantados fueron los siguientes:

- Establecimiento del despacho coordinado 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 seguridad y emergencia. (Decisión CAN 789)
- Estudio de las causales de emergencia y seguridad que induzcan a re despachos para las Transacciones Internacionales de Electricidad – TIEs, las cuales se adoptarán mediante Decisión CAN.

En los primeros cinco meses de 2014, la CREG ha participado de las reuniones y ha entregado los comentarios al grupo de trabajo de los organismos reguladores de la CAN.

La Comisión ha participado en las reuniones de los países andinos para estudiar las propuestas de los consultores AF – Mercados EMI, para una armonización regulatoria de los países con miras a la integración energética regional SINEA.

La CREG trabajó en la elaboración de la nueva metodología de remuneración de comercialización de energía eléctrica.



7. TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA - ISA

Con una participación del 70,74% en la propiedad del Sistema de Transmisión Nacional –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, con una red de 10.144 km de circuito de líneas a alto voltaje y 13.040 MVA de capacidad de transformación.

A partir del 1 de enero de 2014 comenzó a operar la empresa INTERCOLOMBIA, nueva filial dedicada al transporte de energía, que representa los activos eléctricos propiedad de

ISA en Colombia y está encargada de su administración, operación y mantenimiento.

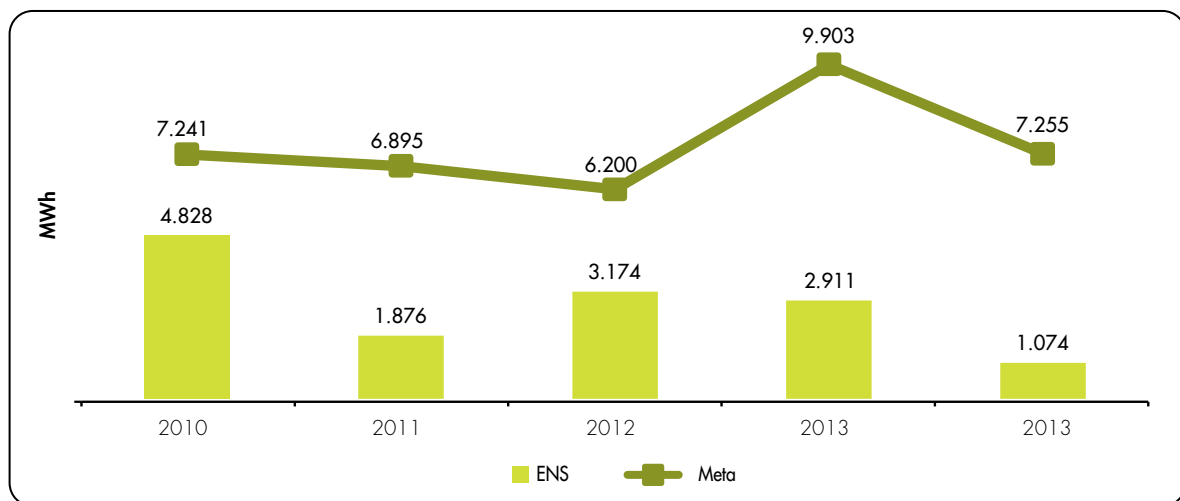
7.1. COMPORTAMIENTO DE LA RED

Los indicadores de gestión de la red de transmisión de ISA que miden la disponibilidad y continuidad del suministro de energía, cumplieron con las metas establecidas, lo cual muestra la rigurosidad y excelencia con que se ejecutan cada uno de los procesos.

7.2. ENERGÍA NO SUMINISTRADA – ENS

Durante el año 2013 la Energía No Suministrada –ENS– fue sólo el 0,005% de la demanda total del SIN (60.890 GWh), la cual obedeció a causas atribuibles a ISA sin considerar los atentados.

GRÁFICA 2.
ENERGÍA NO SUMINISTRADA



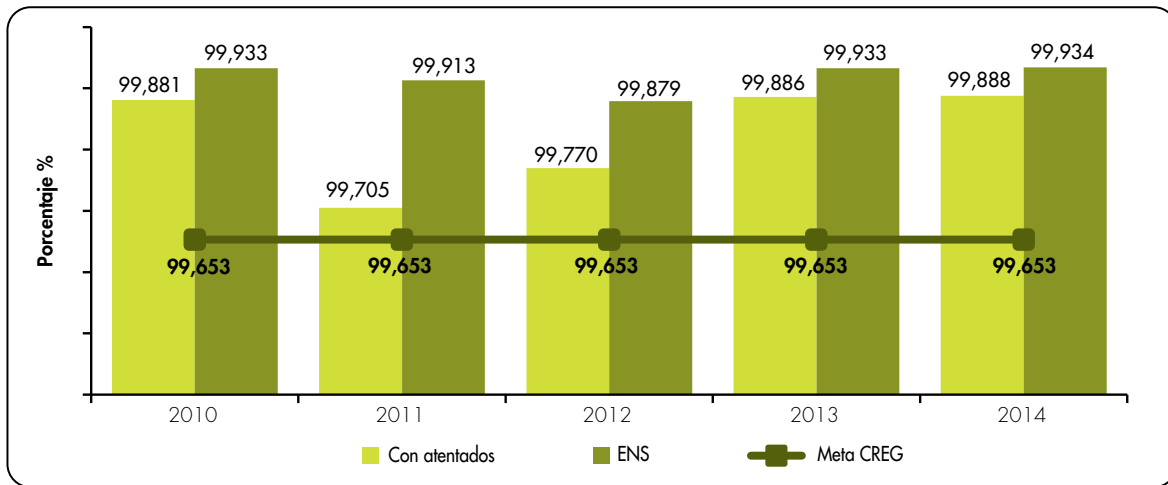
Fuente: ISA e INTERCOLOMBIA

7.3. DISPONIBILIDAD TOTAL

La disponibilidad total promedio de la red de transmisión para todos los activos superó la meta fijada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, calculada como el promedio de las disponibilidades regulatorias y contractuales aplicables a los activos.

Los indicadores de gestión de la red de transmisión de ISA muestran la rigurosidad y excelencia de cada uno de los procesos.

GRÁFICA 3 .
DISPONIBILIDAD DE LA RED DE ISA



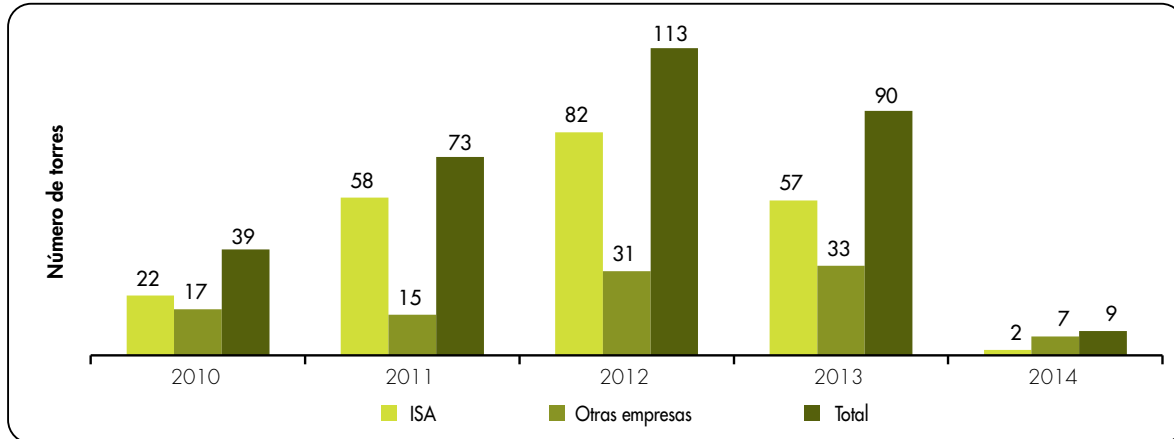
Fuente: ISA e INTERCOLOMBIA

7.4. ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En 2013 fueron derribadas 57 torres de la red de ISA, un valor similar al año 2011. El 75%

de los atentados ocurrieron en los departamentos de Antioquia, Arauca, Cauca y Nariño. Durante el mes de octubre de 2013 se presentó la mayor oleada de ataques a la infraestructura con 28 torres afectadas (ver gráfica 4).

GRÁFICA 4.
TORRES AFECTADAS POR ATENTADOS



Fuente: ISA e INTERCOLOMBIA

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 2013, el 100% de la infraestructura de la Empresa que había sido afectada por atentados estaba recuperada. El valor por reparación de la infraestructura afectada as-

cendió a \$9.710 millones.

7.5. PROYECTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Durante el período mayo de 2013 – mayo de 2014, ISA puso en operación comercial los siguientes proyectos:

- Convocatoria UPME 02 de 2010 Termocol: en agosto de 2013 entró en servicio la S/E Termocol a 220 kV y las líneas Termogujira – Termocol y Termocol – Santa Marta (1.6 km de circuito). La obra que aportará mayor confiabilidad al sistema eléctrico y permitirá conectar al STN la central térmica Termocol (202 MW).
- Ampliación subestación Chinú: en noviembre de 2013, ISA incorporó el tercer transformador 500/110 kV (150 MVA) y sus bahías correspondientes, para atender el incremento de la demanda en los departamentos de Sucre y Córdoba.

Así mismo, durante el último año, la Compañía ganó el diseño, construcción y operación de los siguientes proyectos:

- En enero de 2014, ganó la convocatoria pública abierta por la UPME 02 de 2013 – Ampliación subestación Copey. El proyecto comprende el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento del segundo transformador de alto voltaje 500/220 kV (450 MVA) que aumentará la confiabilidad del sistema eléctrico en la zona Norte de Colombia.
- Segundo circuito Betania – Mirolindo a 230 kV (206 km): mejorará la disponibilidad de la red en la zona Suroccidental del país.
- Dispositivo STATCOM: diseño, adquisición, construcción, operación y mantenimiento de un compensador sincrónico estático (STATCOM) en la subestación Bacatá a 500 kV con una capacidad de suministro de potencia reactiva de 200 MVA.
- Ampliación subestación El Bosque a 220 kV: diseño, adquisición, construcción, pruebas y puesta en servicio de

Durante 2013 y 2014, ISA puso en operación comercial los proyectos Termocol y la ampliación de la subestación Chinú.

una bahía de transformación, que permitirá conectar un segundo transformador 220/66kV para aumentar la confiabilidad en el área de Cartagena.

- Ampliación subestación Reforma a 230 kV: para conectar el tercer transformador 230/115 kV – 150 MVA (propiedad de EMSA) en la subestación.

7.6. PROYECTOS EN DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

En la actualidad la Compañía adelanta la construcción de varios proyectos que adicionarán 395 km de circuito y 2,550 MVA al Sistema de Transmisión Nacional - STN, que representan inversiones por USD 280 millones, entre los cuales se destaca:

- Convocatoria UPME 04 de 2009 – Sogamoso: ISA es responsable de la construcción, montaje, puesta en servicio, administración, operación y mantenimiento de la Subestación Sogamoso a 230/500 kV (1.050 MVA), la ampliación de la subestación Guatiguará a 230 kV y las líneas de transmisión asociadas a 230 y 500 kV (168 km), para aumentar la confiabilidad en el Noreste del país y permitir la conexión de la central hidroeléctrica de Sogamoso (800 MW) al STN.
- En 2013 culminaron las obras de ampliación de la subestación Guatiguará e inició la construcción y montaje de la subestación Sogamoso y el montaje de las líneas asociadas. La fecha indicada para la puesta en servicio del proyecto era mayo de 2014, sin embargo y debido a demoras en el trámite de los diversos permisos y licencias ambientales no imputables a la Empresa, ésta optó por aplazar la entrada en operación del proyecto para julio de 2014, ampliando la correspondiente garantía, para no incurrir en un incumplimiento.

- Ampliación subestación Cerromatoso: Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la conexión del tercer transformador 500/110/34.5 kV (150 MVA) y sus bahías asociadas, para aumentar la confiabilidad en el Norte de Antioquia y Sur de Córdoba.
- Ampliación subestación Chivor: Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de una nueva subestación a 115 kV y ampliación de la capacidad de transformación 230/115 kV (150 MVA), con el fin de atender el crecimiento de la demanda en Casanare.
- Ampliación subestación Jamondino: Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de un banco de transformadores 230/115/13.8 kV (150 MVA) y las variantes de las líneas San Bernardino 1 y 2, para aumentar la capacidad de carga y la confiabilidad del sistema en el Sur del país.
- Conexión Sogamoso: diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la conexión de la central hidroeléctrica Sogamoso (800 MW) a la nueva subestación Sogamoso a 230 kV (21 km).

En la actualidad, ISA adelanta la construcción de varios proyectos que adicionarán 395 km de circuito y 2.550 MVA al STN.

De otro lado, ISA adelanta la construcción de varios proyectos de infraestructura para sus clientes:

TABLA 24.
PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PARA TERCEROS

Proyectos	Beneficios	Clientes	Entrada en Operación
Subestación Piedecuesta a 115 Kv	Conexión de la subestación Piedecuesta a la línea de transmisión de Bucaramanga - San Gil a 115Kv	ESSA	2014
Línea Popayán - Guapi a 115 Kv y subestaciones asociadas, línea Olaya Herrera - Pizarro / Mosquera a 115 Kv	Con recursos Fazni mejora la prestación del servicio de energía en los departamentos de Cauca y Nariño	Ministerio de Minas y Energía	2014
Variante línea Jamondino (Colombia) - Pomasqui (Ecuador) a 230 Kv	Conecta el aeropuerto de Ipiales al STN, en el departamento de Nariño	Aeronáutica Civil	2015

Fuente: Gerencia Proyectos Infraestructura – ISA

8. GESTIÓN COMERCIAL – ISAGEN

En 2013 entraron en operación comercial la Central Hidroeléctrica Río Amoyá-La Esperanza en Tolima y el Trasvase Manso en Caldas, que aportan un promedio de 614 GWh adicionales a nuestras posibilidades de generación anual.

8.1. PROYECTO HIDROELÉCTRICO SOGAMOSO

Se adelanta la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso en Santander con 820 MW de capacidad instalada y una generación media anual en 5.056 GWh/año, el cual registra a mayo de 2014 un avance en su ejecución del 96,97% en obras principales y

95,85% en las obras sustitutivas. Se prevé que el proyecto entrará en operación comercial antes de la fecha del compromiso de suministro de energía firme al mercado de energía. Adicionalmente, se incrementará la posibilidad de producción de energía en aproximadamente un 50%, la cual estará al servicio de los colombianos.

8.2. PROYECTOS EN ESTUDIO

Pensando en la protección del medio ambiente, se buscó fortalecer la generación de energía con fuentes renovables, por eso en 2013 avanzamos en estudios y trámites ante la autoridad ambiental para el aprovechamiento de las energías hidroeléctrica, geotérmica y eólica. Además, se adelantaron las investigaciones relacionadas con la gasificación del carbón y la producción de biocombustibles.

Avance en la consolidación de un portafolio de alternativas de inversión para atender oportunamente la demanda energética del país y contribuir a la mitigación del cambio climático. A continuación algunos avances en los proyectos de generación convencional y no convencional, los cuales son proyectos de energía renovable.

8.3. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

- > Proyecto Hidroeléctrico Cañafisto (937 MW - río Cauca - Antioquia)

Avance en el desarrollo del Estudio de Impacto Ambiental requerido para la obtención de la Licencia Ambiental.

- > Proyecto Hidroeléctrico Piedra del Sol (153 MW - río Fonce - Santander)

Desarrollo del 100% de los diseños de construcción.

- > Aprovechamiento hidroeléctrico del río Patía (1.650 MW - departamentos de Cauca y Nariño)

Finalización de los estudios de prefactibilidad técnica y económica.

- > Proyecto Hidroeléctrico Andaquí (687 MW - río Caquetá departamentos de Cauca y Putumayo)

Avance en la ejecución de un convenio interinstitucional con el Instituto de Ciencias Naturales de la Universidad Nacional de Colombia para actualizar los estudios de línea base del componente biótico en el área de influencia, según los términos de referencia emitidos por la ANLA para el Estudio de Impacto Ambiental.

- > Proyectos hidroeléctricos en Perú (220 MW)

Se finalizaron los estudios de factibilidad de una pequeña central hidroeléctrica en Perú con capacidad de 20 MW. Así mismo, se adelantaron los estudios para un aprovechamiento hidroeléctrico de tres proyectos en cascada que suman 200 MW.

8.4. PROYECTOS GEOTÉRMICOS

- > Proyecto Macizo Volcánico del Ruiz (50 MW departamentos del Caldas, Risaralda y Tolima)

Se avanza en los estudios complementarios de magnetotélúrica y en la construcción de un modelo geotérmico tridimensional en el área más promisoría ubicada en la zona de estudio y se iniciaron las actividades para la contratación de las perforaciones exploratorias y el proceso

Se avanzó en estudios y trámites ante la autoridad ambiental para el aprovechamiento de las energías hidroeléctrica, geotérmica y eólica.

ante la ANLA para la obtención de la Licencia Ambiental.

> **Proyecto Binacional Tufiño - Chile (138 MW - Cerro Negro en la frontera con Ecuador)**

Se continúa con el convenio específico entre CELEC EP e ISAGEN. Se avanza en el proceso de relacionamiento con la etnia de los Pastos, se firmó el contrato para la ejecución de los estudios de geología, geoquímica, hidrogeología y geofísica con una firma consultora especializada.

8.5. PROYECTOS EÓLICOS

> **Parque Eólico (20 MW - departamento de La Guajira)**

Se instaló una nueva torre de medición de vientos, se continuaron las gestiones para la estructuración financiera del Proyecto.

> **Estudio de Potencial Eólico**

Se avanzó en la caracterización del potencial eólico de varias zonas en los departamentos del Atlántico y la Guajira, instalamos una nueva torre de medición de vientos en la zona de la Guajira, continuaron las negociaciones con varias comunidades indígenas de la etnia Wayúu para la instalación de torres de medición de viento en nuevas zonas y se inició el proceso de consulta previa en compañía del Ministerio del Interior y de Corpoguajira en dos de estas comunidades.

9. GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL

Para la operación de las centrales de generación se definen planes de manejo ambiental que son las acciones establecidas por la ley para prevenir, minimizar, controlar y compensar los impactos ambientales ocasionados durante la construcción.

El Sistema de Gestión Ambiental (SGA) está

bajo la norma ISO 14001:2004, el cual fue recertificado en 2013 por el ICONTEC. Este sistema incluye la Política Ambiental y las directrices para que esta gestión contribuya al desarrollo humano sostenible. Coherente con esto, ISAGEN asume compromisos que van más allá de lo obligatorio tanto en las acciones de los planes de manejo ambiental como adelantando iniciativas adicionales que buscan mejorar la calidad de vida de las comunidades donde operamos.

> **Gestión complementaria social**

Con el fin de contribuir al desarrollo social de las comunidades del área de influencia de las centrales y proyectos, se desarrollaron acciones adicionales a las indicadas en los planes de manejo ambiental que trascienden el cumplimiento de la ley. A continuación se enlistan algunas iniciativas de cooperación institucional:

- En el Oriente Antioqueño se apoyó el Programa de validación de la primaria de 390 personas en extra edad de diferentes municipios, en alianza con la Corporación Educativa para el Desarrollo Integral (COREDI).
- En el área de influencia de la central Miel I y de los trasvases Guarinó y Manso en Caldas se participó en la iniciativa planteada por la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), la Gobernación de Caldas y el Comité Departamental de Cafeteros de Caldas para la electrificación rural en ocho municipios.
- En el área de influencia de la central Amoyá-La Esperanza en Tolima se inició en 2013, la formulación participativa del Plan de Desarrollo Local del corregimiento de Las Hermosas. Además, se fortalecieron proyectos productivos en las líneas apícolas, lechera, de aguacate y café en alianza con el SENA y la Cooperativa de Caficultores del Sur del Tolima (CAFISUR).
- Se establecieron convenios para la formación en derechos humanos de las comunidades.



En la gestión ambiental y social de los proyectos, se destaca el Proyecto Sogamoso, el cual cuenta con una Licencia Ambiental, de la cual se desprende el Plan de Manejo Ambien-

tal (PMA) que define las acciones establecidas para prevenir, minimizar, controlar y compensar los impactos ambientales ocasionados durante la construcción de los proyectos de generación.



Asuntos ambientales y sociales



Asuntos ambientales y sociales



La modificación de la estructura del Ministerio de Minas y Energía le asignó funciones a la entidad de coordinación y formulación de política minero-energética orientada a que las actividades que desarrollen las empresas del sector promuevan la inclusión de variables ambientales, sociales y de gestión del riesgo, de manera que se garantice la sostenibilidad ambiental y el diálogo social con las comunidades.

Desde dicha perspectiva se creó la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales, adscrita al Despacho del Ministro, con el objetivo principal de promover el aprovechamiento sostenible de los recursos no renovables y la gestión social integral en el sector.

Así pues, el Ministerio de Minas y Energía, a través de esta oficina, mantuvo una estrategia para articular el desarrollo de las actividades del sector con la sostenibilidad ambiental y la responsabilidad social, a través del fortalecimiento de las relaciones interinstitucionales e intersectoriales.

1. ASUNTOS AMBIENTALES

Se adelantó un trabajo conjunto entre los Ministerios de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible donde las actividades del sector se centraron en los siguientes aspectos:

1.1. AGENDA AMBIENTAL INTERMINISTERIAL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA – MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE

Esta agenda se constituye en un instrumento de planeación conjunta que facilita y fortalece el diálogo permanente con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, logrando coherencia y articulación en la toma de decisiones de política pública.

En los planes de acción anual formulados y aprobados para cada una de las agendas ambientales para los sectores de hidrocarburos, minería y energía se han identificado, priorizado y desarrollado diferentes estrategias, programas y proyectos ambientales del orden nacional, relacionados con las actividades de los sectores, promoviendo su competitividad y sostenibilidad en relación con los siguientes ejes:

- Recurso hídrico.
- Servicios ecosistémicos y biodiversidad.
- Cambio climático.
- Procesos productivos competitivos y sostenibles.

- Prevención y control de la degradación ambiental.
- Fortalecimiento institucional.

Así mismo, se han movilizad o acciones articuladas frente a temas específicos, de manera concordante con la visión y posición internacional del país en materia minero-energética y ambiental.

Igualmente por medio de dichos planes de acción, se realiza el seguimiento y evaluación conjunta con el fin de alcanzar resultados medibles. Se destacan las siguientes acciones:

- Ejecución del proyecto “Apoyo a la ejecución de la estrategia para la gestión nacional e internacional de la agenda ambiental del sector minero energético colombiano” con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo –PNUD, como aliado estratégico para fortalecer la capacidad del país en el enfrentamiento de los desafíos medioambientales de una manera sostenible y en la promoción de esfuerzos para reducir la pobreza.
- El proyecto desarrolla su gestión en relación con la agenda ambiental interministerial, facilitando la creación de procedimientos de trabajo y mecanismos de coordinación entre las entidades del sector minero energético y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Formulación y puesta en marcha de una estrategia sectorial de relacionamiento con autoridades ambientales locales.
- Constitución del Comité Operativo Interministerial, como instancia de coordinación institucional funcional frente

al cumplimiento de las metas de las agendas sectoriales y el seguimiento a los compromisos de las mismas. Se elaboró y aprobó el Informe Anual 2013 de evaluación conjunta de las agendas ambientales sectoriales y los planes de acción año 2014 para las tres agendas sectoriales.

- Los Planes de acción desarrollados y gestionados para cada una de las agendas ambientales sectoriales (hidrocarburos, energía y minería) se constituyen en una herramienta de planeación en las cuales confluyen los principales programas y proyectos ambientales del sector minero energético.

1.1.1. Sector energía

En el marco del Plan de Acción 2013 – 2014 aprobado para La Agenda Ambiental de Energía, se destacan los siguientes logros alcanzados:

Dentro de la estrategia colombiana de desarrollo bajo en carbono, declarada en el Plan Nacional de Desarrollo y la estrategia PROURE, se destaca la aprobación del Plan de Acción de Mitigación del Sector Eléctrico Colombiano, en enero de 2014, en

el cual se priorizan las estrategias de implementación de acciones a corto, mediano y largo plazo, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo además a generar beneficios económicos, sociales y ambientales, tales como ahorros en costos de producción, diversificación y seguridad energética, y mejora en calidad de aire.

Se han iniciado mesas de trabajo intersectoriales, avanzando en:

La agenda ambiental interministerial se constituye en un instrumento de planeación conjunta que facilita y fortalece el diálogo permanente con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.



- Nama¹ de sustitución de refrigeradores.
- Proyectos de implementación de distritos térmicos (La Alpujarra, Medellín).
- Nama de eficiencia energética en alumbrado público.
- Talleres de promoción de proyectos con fuentes renovables de energía.
- El desarrollo de un esquema de incentivos para los prestadores del servicio de energía.
- Formulación de lineamientos estratégicos para las 5 macro cuencas del país.
- Pacto de Uso Eficiente del Agua - se prevé promover programas para el manejo y uso sostenible del recurso hídrico en las centrales de generación hidroeléctrica.
- Acompañamiento en gestión socio ambiental con entidades técnicas y ambientales para la puesta en marcha de proyectos.
- Formalización de 4 mesas de trabajo del sector eléctrico: CORPOCHIVOR – CORPOBOYACA- CORPORINOQUIA- CORMACARENA, dentro de la estrategia de acercamiento a las Corporaciones Autónomas Regionales.
- Incorporación en convocatorias de nuevos proyectos de transmisión de la UPME, de documentos de análisis de alertas tempranas y de conflicto sociopolítico, identificando las posibilidades, restricciones y condicionantes de tipo ambiental y social para la selección de los corredores y ubicación de la subestaciones.

El Programa de Regionalización del Sector en su fase I, elaboró el documento de regionalización del sector.

1.1.2. Sector hidrocarburos

En el marco de las estrategias diseñadas, se cuenta con avances relacionados con lo siguiente:

- Esquema de trabajo que permite el desarrollo de la planificación del sector hidrocarburos y de la conservación de futuras áreas protegidas de manera concertada y armónica.
- Participación en los procesos de declaratoria de nuevas áreas protegidas.
- Incorporación de variables ambientales en la planificación de la Ronda Colombia 2014 de la ANH para contribuir a la conservación de estas áreas y ecosistemas sensibles.
- NAMA sector hidrocarburos – Iniciativa Global de Metano (GMI, por sus siglas en inglés) y Coalición del Clima y el Aire Limpio –CCAC-
 - NAMA Eco-petrol – reducción de 500.000 toneladas de CO2 en 2 años.
- Se cuenta con un Procedimiento de Evaluación de Riesgos de Sostenibilidad de la EASE del Plan Nacional de Hidrocarburos 2020 listo para ser implementado.

Adicionalmente, se destaca el Programa de Regionalización del Sector de Hidrocarburos Fases I y II que viene desarrollando el Ministerio de Minas y Energía en convenio con la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. Este hace parte de la estrategia de gestión territorial para la gestión sostenible y equitativa del sector hidrocarburos, a través del fortalecimiento de actores y la consolidación de escenarios participativos de planificación para el desarrollo humano, la superación de la pobreza y el cumplimiento de los Objetivos del Milenio en las regiones, estrategia que viene diseñándose y ejecutándose con la participación de los Ministerios de Minas y Energía y del Interior, del Programa de Naciones Unidas para el Desa-

¹ Medidas Nacionales Apropriadas de Mitigación

rrollo-PNUD y la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH.

El Programa de Regionalización del Sector en su fase I, que tuvo como alcance a los departamentos de Putumayo, Norte de Santander, Arauca, Meta y Casanare, elaboró el documento de regionalización del sector, que incluyó como temas centrales, los siguientes:

- El rol institucional del MME, la ANH y Ecopetrol S.A., las diferencias entre dichas instituciones y las funciones asignadas por ley a estas entidades.
- La cadena del sector hidrocarburos, su desarrollo actual en el país y en las respectivas regiones, y las perspectivas que a futuro se tienen en materia de producción, reservas y orientación.
- La minuta del contrato de exploración y producción, las obligaciones contractuales socio-ambientales que se derivan de la misma. Los deberes y los derechos de las compañías hidrocarburíferas.
- La inversión social y sus diferentes manifestaciones en el contrato y la Ley.
- Las entidades del gobierno encargadas de controlar y regular el contrato hidrocarburífero.
- El nuevo Sistema General de Regalías y la importancia del sector hidrocarburos para la prosperidad de las regiones en Colombia.

La ejecución del Programa de Regionalización, fase I, incluyó la contratación de cinco enlaces territoriales, oriundos de cada región, que realizan tareas de contacto permanente

con las comunidades, la industria y entidades del estado, con el objeto de fortalecer la presencia institucional del sector en las regiones, mejorar el fortalecimiento de los actores y disminuir la conflictividad. Durante el primer semestre del año 2014, se inició la ejecución de la segunda fase del Programa de Regionalización.

Dentro del alcance de esta segunda fase, se incluye la elaboración de planes de acción por departamento con el fin de generar estrategias conjuntas con las autoridades regionales y locales que minimicen los conflictos y maximicen los beneficios para la sociedad; se desarrolle e implemente una estrategia de comunicaciones del programa que facilite la transmisión de los mensajes a la población; se contrate un equipo de profesionales que facilite el desarrollo de las estrategias, reciba las inquietudes de los actores, y ayude a disminuir la conflictividad.

Dentro del alcance de esta segunda fase, se incluye la elaboración de planes de acción por departamento con el fin de generar estrategias conjuntas con las autoridades regionales y locales.

1.1.3. Sector minería

La Agenda Ambiental Minera ha sido una herramienta que ha permitido la inclusión de la variable ambiental en la priorización de líneas estratégicas del sector minero, orientada específicamente con lo siguiente:

- La gestión integral del recurso hídrico.
- La garantía de procesos productivos competitivos y sostenibles mediante la reconversión de tecnología y el desarrollo de buenas prácticas ambientales.
- La prevención, el control y la restauración de áreas degradadas como consecuencia de la explotación minera.
- La erradicación de la minería ilegal.
- La implementación de estrategias de



adaptación al cambio climático.

- La gestión integral del riesgo en la actividad minera, como mecanismos que aseguren manejo sostenible de la actividad productiva.

En esta área las acciones se han concentrado en el trabajo conjunto con el MADS para la formalización de los mineros informales generando guías minero ambientales que permitan reducir los impactos causados por este tipo de minería, al igual se ha trabajado de manera productiva en la formulación de lineamientos estratégicos para las 5 macrocuencas del país, con el fin de generar un ordenamiento claro en el recurso hídrico, y se reiniciaron las mesas de calidad de aire para continuar con un plan de mejoramiento continuo en coordinación con las demás instituciones, entre otros.

1.2. ESTRATEGIA COLOMBIANA DE DESARROLLO BAJO CARBONO

En el marco de cooperación entre PNUD, USAID y el Ministerio de Minas y Energía, se diseñó la Estrategia de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC) para los sectores de energía eléctrica, minas e hidrocarburos. En el marco de esta estrategia se desarrolló a lo largo de 2013 una serie de iniciativas tendientes a definir las políticas, programas y acciones más relevantes para lograr el desarrollo del sector con bajas emisiones de carbono.

En este sentido, el Ministerio de Minas y Energía adoptó la resolución 90325 de 2014, por medio de la cual se aprueba las líneas de política de los planes de mitigación en los sectores de energía eléctrica, minería e hidrocarburos; así mismo, hace el requerimiento a sus agen-

cias de adoptar dichos lineamientos en su programación futura.

Las líneas por sectores son las siguientes:

> Minería:

- Incentivar el aprovechamiento de gas metano proveniente de operaciones mineras para autogeneración.
- Promover programas de eficiencia energética en minería.

> Hidrocarburos:

- Gestión integral de la energía en la industria.
- Desarrollo de regulación para captura y almacenamiento de CO₂.

> Energía eléctrica:

- Promoción y desarrollo de la política de eficiencia energética a nivel nacional.
- Política para la promoción de la participación activa de la demanda (autogeneración, cogeneración) en el sistema interconectado nacional e integración gradual de las redes inteligentes en el mismo.
- Promoción de fuentes no convencionales de energía renovable en el sistema interconectado nacional y en las zonas no interconectadas con criterios de confiabilidad y sostenibilidad medioambiental, social y económica.

1.3. RELACIONAMIENTO CON AUTORIDADES AMBIENTALES REGIONALES

Se define de manera conjunta con el Ministerio de Ambiente MADS- SINA, ASOCARS y las entidades adscritas ANM-ANH-UPME, la estrategia de acercamiento a corporaciones, la cual está dirigida a fortalecer el relacionamiento y el flujo de información entre el sector minero

El Ministerio de Minas y Energía adoptó la resolución 90325 de 2014, por medio de la cual se aprueba las líneas de política de los planes de mitigación en los sectores de energía eléctrica, minería e hidrocarburos.

energético y las autoridades ambientales de orden regional, que permita una adecuada planeación de las partes, integrar estrategias, formular prioridades y racionalizar recursos, orientados a garantizar el desarrollo sostenible del sector en el territorio nacional.

Se tiene entre los avances el lanzamiento de la estrategia con el objetivo de brindar conocimiento a las autoridades ambientales acerca de los planes estratégicos para el desarrollo del sector minero-energético y discutir en conjunto con el sector, los mecanismos a través de los cuales se permita realizar una planeación adecuada para el desarrollo ambiental y socialmente sostenible de estos proyectos en las regiones.

Asimismo, la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales apoya técnicamente en temas ambientales y sociales a la Gerencia de PINES. Para este efecto se definió una herramienta de seguimiento al proceso de licenciamiento de los PINES en conjunto con la ANM, la ANH y la UPME. Se cuenta con una matriz de seguimiento que detalla el proceso de licenciamiento y estado de los PINES declarados para los sectores. Esta matriz se actualiza dos veces al mes, en el marco de las reuniones de seguimiento concertadas con la ANLA para el 2014.

Una vez identificadas las brechas y analizadas las barreras de tipo socio ambiental, que presentan los proyectos PINES para el licenciamiento, se gestionan desde la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales del Ministerio, definiendo equipos de trabajo para escalar los temas a instancias decisorias, de carácter técnico y/o jurídico que permitan la identificación de alternativas de solución, e iniciar la ejecución del respectivo plan de acción.

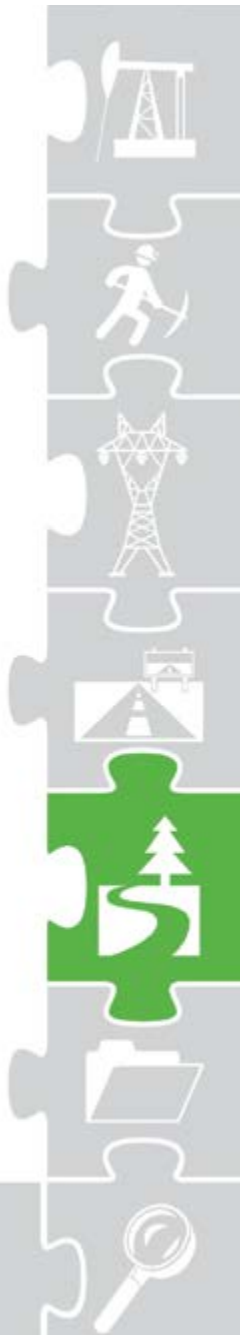
1.4. COMISIÓN COLOMBIANA DEL OCEANO – CCO

El Ministerio de Minas y Energía es miembro de la Comisión Colombiana del Océano, CCO, órgano intersectorial de asesoría, consulta, planificación y coordinación del Gobierno Nacional en materia de política nacional del océano y de los espacios costeros, trabaja por la defensa y desarrollo de los mares colombianos y sus recursos.

Avance del Plan de Acción: Información del sector minero energético sobre las acciones realizadas durante los periodos 2011, 2012 y 2013 con el fin de dar cumplimiento al Plan de Acción de la Política Nacional del Océano y Espacios Costeros – PNOEC, y el porcentaje de avance de las actividades respecto a la meta establecida en el mencionado plan.

Actualización de la Política Nacional del Océano y Espacios Costeros – PNOEC: Aportes y consideraciones del sector minero energético, respecto a los compromisos establecidos en la Política Nacional del Océano y Espacios Costeros – PNOEC, específicamente en el área temática de desarrollo económico, en el subtema de minerales, hidrocarburos y fuentes de energía no convencionales (FENC), alternas o renovables. La información suministrada resulta relevante en el fortalecimiento de los intereses marítimos de la Nación, permitiendo actualizar la Política Nacional del Océano y Espacios Costeros – PNOEC en temas relacionados con el sector minero energético.

2. ASUNTOS SOCIALES



Teniendo en cuenta que una de las principales preocupaciones del sector es el desarrollo de la actividad de manera que busque la prosperidad social y mantenga un diálogo social permanente con las comunidades, el Ministerio de Minas y Energía ha actuado en el marco de los siguientes aspectos:

2.1. MESAS DE CONCERTACIÓN

El Ministerio de Minas y Energía en el marco de sus competencias y con el fin de fortalecer las buenas relaciones entre el sector minero energético y los grupos étnicos del país, participa en los espacios de concertación y diálogo a nivel nacional que para tal efecto se han creado con las diferentes organizaciones indígenas, afrodescendientes y campesinas. En este contexto se han adelantado las siguientes actividades puntuales que buscan conciliar los intereses de las comunidades y el Estado: a) Participación en la Mesa Permanente de Concertación de los Pueblos Indígenas, b) participación en la Mesa Regional Amazónica, c) participación en la Mesa de Diálogo Permanente del Choco, d) participación en la Mesa de Concertación, e) participación en la Mesa de Desarrollo Territorial Afrocaucana, f) participación en la Mesa de Seguimiento a la Niñez Indígena y g) participación en los diálogos tripartitos con comunidades indígenas.

La participación del Ministerio de Minas y Energía en estos espacios busca que el sector minero-energético adelante la actividad propia del sector en un entorno pacífico, transparente, informado y de manera sostenible con la comunidad y el país.

2.2. PLANES DE SALVAGUARDA

El Ministerio de Minas y Energía en el marco de lo ordenado por la Corte Constitucional de la Sentencia T- 025 de 2004 y su Auto de seguimiento 004 de 2009, ha venido acompañando la formulación de los Planes de Salvaguarda para Pueblos Indígenas en peligro de extinguirse cultural y físicamente a causa del desplazamiento interno generado por el conflicto armado colombiano.

En el periodo transcurrido del año 2014 se han acompañado la formulación de los planes de salvaguarda del Pueblo Indígena Cófan, Pue-

blo Indígena Inga, Pueblo Indígena kokonuco, Pueblo Indígena Totoro, Pueblo Indígena Betoy, Pueblo Indígena Embera, Pueblo Indígena Yanacóna, Pueblo Indígena Guayabero, y Pueblo Indígena Kamentza.

2.3. FOROS MINERO ENERGÉTICOS

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales con el apoyo de la Oficina Asesora Jurídica y la Dirección de Minería Empresarial, así como de la Agencia Nacional de Minería, el Ministerio del Interior, la Contraloría y en algunos casos Ecopetrol, adelantó durante 2013 los Foros Minero Energéticos para las Comunidades Indígenas agrupadas en tres organizaciones: La Organización de los Pueblos indígenas de la Amazonía Colombiana – OPIAC, Organización Nacional Indígena de Colombia – ONIC, Consejo Regional Indígena del Cauca – CRIC, con el fin de fortalecer los procesos de consulta previa, para lo cual suscribió dos contratos y un convenio interadministrativo entre el Ministerio de Minas y Energía y las organizaciones indígenas anteriormente mencionadas

3. GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL DE ENTIDADES ADSCRITAS

3.1. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME

La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME se ha vinculado y viene participando en la definición de lineamientos estratégicos para la gestión integral del recurso hídrico a nivel de las macro cuencas hidrográficas, iniciando por la macro cuenca Magdalena-Cauca, aportando información relacionada con acciones relevantes para el sector minero-energético. En esta materia se han evaluado las implicaciones de la metodología en proyectos existentes con los mismos criterios de proyectos nuevos y las consideraciones relevantes para no afectar la viabilidad de proyectos existentes y por ende de la energía disponible.

En materia de mitigación y adaptación al cam-

bio climático, participa en el comité internacional de cambio climático, CAI, coordinado por la Cancillería, el cual viene avanzando en el seguimiento a metas de mitigación adoptadas por Colombia en 2010 ante la Convención Marco de Cambio Climático, así como en la concertación y propuesta de los compromisos que adoptará Colombia en el periodo post-2020. De igual forma, la UPME participa en las estrategias sectoriales de adaptación al cambio climático, iniciando con análisis de riesgos y propuestas de adaptación del subsector hidroenergético.

De acuerdo con la Ley 1450 de 2011, artículo 217, *“Las entidades públicas del orden nacional deberán incorporar en sus Planes Sectoriales una estrategia de adaptación al Cambio Climático conforme a la metodología definida por el DNP, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y el IDEAM y revisado por los mismos previo a la autorización final por parte del CONPES. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, deberá apoyar a las entidades de orden territorial que así lo requieran, a desarrollar sus planes territoriales de adaptación”*.

En virtud de lo anterior, la UPME viene participando, de la mano del MME y del MADS en el diseño de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Baja en Carbono, en la formulación de los planes de acción sectoriales de los subsectores de minería, energía e hidrocarburos, así como en la coordinación de medidas de otros sectores como vivienda y transporte en lo relacionado con temas energéticos. Con esta estrategia se busca avanzar hacia una mayor competitividad del país a través, entre otros beneficios, de acceso a recursos financieros favorables de bajo costo, transferencia de tecnología apropiada y participación en mecanismos de mercado de carbono y fondos de mitigación.

La UPME ha venido interactuando con la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA, en mesas de trabajo técnico para definir alertas tempranas con información ambiental y social.

En cuanto a emisiones del sistema interconectado nacional, teniendo en cuenta los escenarios planteados en el marco de la formulación del Plan de Expansión de Generación, específicamente la alternativa base de largo plazo y aquellas que estudian la implementación de fuentes no convencionales de energía y el uso eficiente de la energía, se realizó un análisis comparativo de la evolución de las emisiones de dióxido de carbono equivalentes y del factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional.

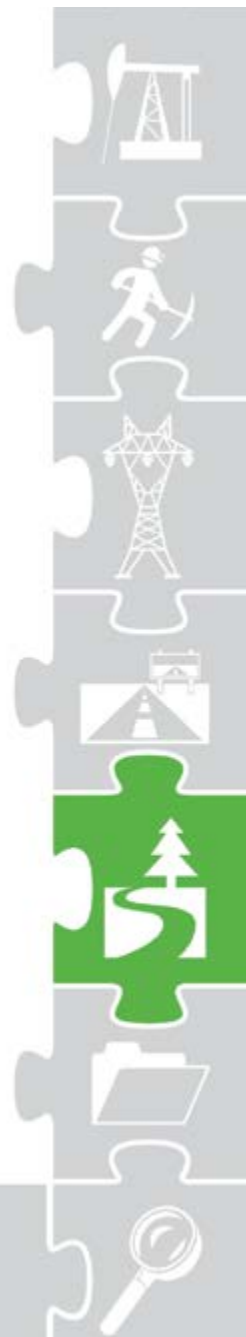
Con relación a la mitigación del cambio climático, la Unidad ha definido el factor de emisión tanto para proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que desplacen energía en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, como para hacer los inventarios de emisiones de huella de carbono o Factor de Emisión de la generación eléctrica del SIN.

El factor de emisión de la red eléctrica permite estimar las emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI) asociadas a la generación y al consumo de energía eléctrica en dicha red.

La UPME ha venido interactuando con la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA, en mesas de trabajo técnico para definir alertas tempranas con información ambiental y social con el fin de prevenir impactos ambientales sociales de los proyectos sectoriales.

3.2. AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA- ANM

Con miras a contar con elementos básicos que orientaran el diseño de una estrategia de relacionamiento de la Agencia Nacional de Minería, ANM, con los distintos grupos de interés, que mejorara la calidad de las relaciones entre los mismos y fortaleciera un desarrollo inclusivo y sostenible de la actividad minera, se adelantaron distintas acciones orientadas a diagnosti-



car el entorno del sector minero e identificar alternativas de manejo y relacionamiento. Como resultado, se establecieron lineamientos para la elaboración y evaluación de Planes de Gestión Social y caja de herramientas de buenas prácticas, que comprenden estándares, guías y mejores prácticas nacionales e internacionales para garantizar la ejecución de una minería responsable, incluyente y segura.

Así mismo, se inició el diseño de la Estrategia Social Pertinente y Sostenible para el sector minero, que busca la construcción de relaciones duraderas y de confianza con el entorno a través de un conjunto de lineamientos y acciones (programas, proyectos, planes y actividades) que deben desarrollar los titulares mineros y la ANM para: i) prevenir y mitigar las crisis o conflictos sociales que surjan por el desarrollo del sector minero, ii) atender las crisis o conflictos sociales generados por el desarrollo del proyecto minero, y iii) fidelizar y mantener las relaciones para transformar las crisis sociales en relaciones positivas, duraderas y de confianza con los grupos de interés.

La ANM realizó 24 diálogos mineros buscando generar canales de comunicación con las autoridades locales y comunidades mineras con el propósito de informar sobre las responsabilidades y competencias de la ANM y conocer de primera mano la percepción de la minería en las distintas regiones de Colombia, así como las principales problemáticas minero ambientales.

Se estructuraron dos pilotos de acompañamiento y asistencia técnica a pequeños mineros orientados a promover mejores prácticas en manejo de explosivos de minería subterránea y asociatividad.

3.3. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, ANH

Los principales aspectos de seguimiento social y HSE realizado por la ANH incluyen: a) Programas en Beneficio de las Comunidades, b) plan de comunicaciones (Circular 04), c) consulta previa, d) cumplimiento de los requisitos legales en materia de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, SISO y Ambiental, y e) obtención de licencias ambientales y seguimiento

a permisos. Por otro lado, la ANH ha suscrito diferentes convenios interinstitucionales en temas sociales y ambientales.

Los Programas en Beneficio de las Comunidades, (PBC) son parte de la inversión social que realizan las empresas dedicadas a la industria del petróleo, quienes con base en su política de responsabilidad social, y en el marco de los Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos y de Evaluación Técnica, así como los Convenios E&P y Convenios en Producción, fomentan el desarrollo sostenible en las respectivas áreas de influencia de sus proyectos.

En el año 2010, la ANH estableció como parte de los mecanismos de participación ciudadana en el desarrollo de los proyectos hidrocarburíferos el plan de comunicaciones, acorde con lo establecido en la Circular 04, herramienta que busca fortalecer el relacionamiento de las empresas contratistas con las autoridades locales, regionales y la comunidad del área de influencia de los proyectos. A mayo de 2014, 145 contratos adelantaron los procesos de socialización ejecutados respecto a las actividades realizadas en 2013 e inicios de 2014, incluyendo acciones de comunicación de manera previa, concomitante y posterior a la ejecución de cada una de las actividades, logrando de esta manera socializar los proyectos y mejorar la participación de las autoridades locales, regionales y de las comunidades del área de influencia de los mismos.

En el marco del seguimiento y control de la legislación existente en materia de protección de los derechos étnicos, en especial lo concerniente a la consulta previa, la ANH estableció en los contratos de hidrocarburos, la obligación a cargo del contratista de garantizar el derecho fundamental a la consulta previa de los pueblos indígenas y demás grupos étnicos que se encuentren asentados en áreas de influencia de los proyectos de hidrocarburos.

De acuerdo con lo anterior, la ANH, en cumplimiento a lo establecido en la Constitución Política y la ley y en el marco de sus competencias, realizó seguimiento a los 357 contratos vigentes, con respecto a los trámites de certificación ante el Ministerio del Interior, y de los procesos consulta previa realizados por las empresas

operadoras, en la etapa inicial de las actividades hidrocarburíferas. Mensualmente, la ANH sostiene una reunión de coordinación con el Ministerio del Interior para información de las dos entidades y respectiva gestión en torno a los diferentes procesos de consulta previa que adelantan las compañías cuando hay certificación de presencia de comunidades étnicas.

Se encuentra en consulta pública “la guía técnica de buenas prácticas sociales para el sector de hidrocarburos” a través de la página web del ICONTEC. Esta guía tiene el propósito de apoyar a las organizaciones del sector de hidrocarburos para fortalecer su desempeño social. Es el resultado de un ejercicio consensuado entre las entidades estatales, operadoras, prestadoras de servicios, gremios, comunidades, sectores académicos, entre otros, y redundará en beneficio de las partes interesadas, particularmente de la sociedad civil, autoridades locales, contratistas, proveedores y trabajadores, cercanos a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

En diciembre de 2013, se firmaron los convenios 263 de 2013, a través del cual se realiza la segunda fase del programa de regionalización junto con el Ministerio de Minas y Energía, el convenio 261 de 2013, a través del cual se continúa con la fase 3 del Programa Avanza con el Ministerio del Interior, el convenio 264 de 2013 por medio del cual se realiza la segunda fase de Buenas Prácticas Sociales en el sector de hidrocarburos junto con el Ministerio de Minas y Energía y el Convenio 133 de 2013, con el Ministerio del Interior en aras de institucionalizar el Centro Nacional de Convivencia, Seguridad y Orden Público –CCOSOP– con el fin de atender los conflictos sociales e intervenir en crisis de orden público, haciendo uso del diálogo, la negociación, la participación, la inclusión social, que estimule y fortalezca la democracia en el

La ANH estableció el plan de comunicaciones para fortalecer el relacionamiento de las empresas contratistas con las autoridades locales, regionales y la comunidad del área de influencia de los proyectos.

país atendiendo la conflictividad del sector de Hidrocarburos”.

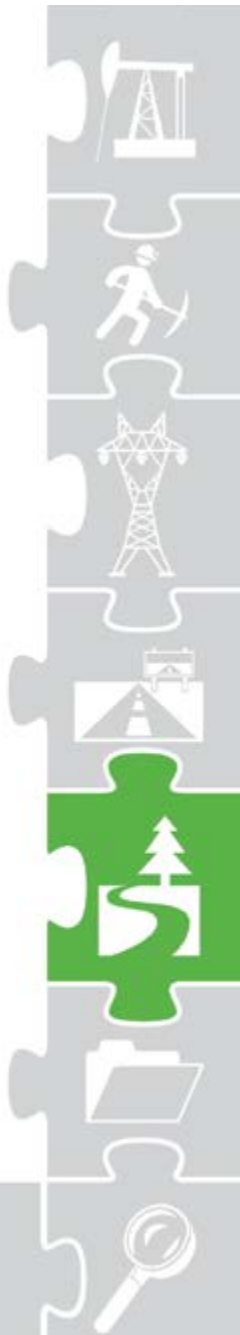
Por último, la Gerencia de Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente de la ANH, comenzó a trabajar con el Servicio Público de Empleo, Unidad del Ministerio de Trabajo, para apoyar el establecimiento de una estrategia clara y transparente de Empleo, en las zonas hidrocarburíferas de Casanare.

3.4. INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS-IPSE

En el marco de las actividades emprendidas por el IPSE, se tiene en cuenta la gestión para la obtención de licencias, permisos ambientales y avales sociales (Consultas previas) de los siguientes proyectos: Optimización y mantenimiento PCH Guacamayas (Caquetá); MCH Binkwimake (Magdalena); PCH Arusí y El Yucal (Chocó); Línea de interconexión eléctrica Inírida (Guainía) – Amanavén (Vichada); Línea de interconexión eléctrica Casanare – Vichada; Línea de interconexión eléctrica El Tigre – Unguía – Acandí (Chocó).

Se realiza el seguimiento ambiental y social a los siguientes proyectos de infraestructura energética: Línea de interconexión eléctrica Inírida (Guainía) – Amanavén (Vichada); Líneas de interconexión eléctrica Alta Guajira (Cabo de la Vela, El Cardón, Nazareth); Supervisión en los componentes ambiental y social del área de servicio exclusivo del archipiélago de San Andrés y Providencia; Interventoría en los componentes ambiental y social del Área de Servicio Exclusivo de Amazonas.

Por otro lado, se está implementando la estrategia “Energización sostenible en zonas Biodiversas”: Proyectos en FNCE en áreas protegidas



del SINAP (PNIN Utría – Chocó; PNIN Macuira y SFF Flamencos - Guajira).

En lo relacionado con el Proyecto de Identificación y Manejo de PCB'S² en activos del IPSE en las ZNI: El IPSE se encuentra inscrito ante la Autoridad Ambiental Competente, para dar inicio al reporte para la gestión integral de equipos y desechos que consistan, contengan o estén contaminados con PCB's, en cumplimiento de la Resolución No. 222 de 2011, previa definición de la propiedad de los activos institucionales.

Otra acción a resaltar es la conformación de grupos de "Centinelas de la Energía" en las localidades de Titumate (Chocó), San Felipe y Cumaribo (Vichada), donde se capacitaron más de 100 jóvenes estudiantes para ser voces del mensaje de Uso Racional y Eficiente de Energía – URE en su comunidad.

Adicionalmente, se suscribieron convenios de cooperación, por medio de los cuales el instituto obtuvo un mayor posicionamiento internacional y visibilidad con empresas del sector interesadas en el apoyo a las comunidades de las ZNI. El IPSE suscribió convenios con DPS, FONADE, Patrimonio Natural, USAID (TETRA-TECH) por valor aproximado de \$ 6.540 millones para el diseño e implementación de proyectos con FNCE en Chocó, Magdalena y Sierra Nevada de Santa Marta.

El IPSE continuó con la implementación de proyectos fotovoltaicos para 103 escuelas en el departamento del Chocó, en el marco del programa "Luces para aprender": Convenio entre el IPSE, la Organización de Estados Iberoamericanos (OEI), el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Educación Nacional y Ministerio de la Información y las Telecomunicaciones, el convenio tiene un valor global de \$ 5.000 millones.

² Los bifenilos Policlorados (PCB por sus siglas en inglés)

Regalías



Regalías



Foto: construcción de estadio olímpico Valle del Cauca

El Gobierno Nacional trabajó en la creación del Sistema General de Regalías (SGR), el cual se produjo mediante el Acto Legislativo No. 05 de 2011. En éste se modificaron los artículos 360 y 361 de la Constitución Política, además de dictar disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones.

De tal forma, el Sistema General de Regalías se estructuró como un conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones que tiene como objetivo el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables.

El Ministerio de Minas y Energía ha trabajado en velar porque sus actividades delegadas en las autoridades se cumplan a cabalidad, asegurando que se determinen las asignaciones directas entre los beneficiarios y la transferencia al Sistema General de Regalías de las compensaciones y regalías. Por su parte, al Departamento Nacional de Planeación corresponde efectuar la distribución y

al Ministerio de Hacienda y Crédito Público el giro a los beneficiarios.

Por otro lado, con la expedición del Acto Legislativo 05 de 2011, se determinó que de los ingresos del Sistema General de Regalías

se destinará un porcentaje del 2% para la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, y el conocimiento y cartografía geológica del subsuelo.

De tal manera, el Ministerio de Minas y Energía ha distribuido los recursos para que la ANM y la ANH realicen las actividades de fiscalización, con la cual se busca garantizar el cumplimiento normativo y el empleo de las mejores prácticas en los aspectos técnicos, jurídicos, operativos y ambientales de exploración y explotación de recursos naturales no renovables.

Así mismo, se destinaron recursos para que el Servicio Geológico Colombiano y la ANH realicen las actividades de conocimiento geológico.

Otro aspecto a destacar con el nuevo Sistema General de Regalías, es el de la bienalidad

El SGR se estructuró como un conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones para el uso eficiente de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos no renovables.

del presupuesto, para esto el Ministerio de Minas y Energía acompañó al Ministerio de Hacienda y Crédito Público en la presentación del presupuesto del SGR.

los siguientes Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD):

1. PARTICIPACIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA EN LOS OCAD EN LOS QUE SE ENCUENTRA DELEGADO POR PARTE DEL GOBIERNO NACIONAL

Por decisión del Consejo de Ministros del 27 de mayo de 2013, el Ministerio de Minas y Energía ha sido designado para participar en



Foto: Sesión de OCAD departamental del Meta

TABLA 1.
PARTICIPACIÓN DEL MINISTERIO EN LOS ÓRGANOS COLEGIADOS DE ADMINISTRACIÓN Y DECISIÓN DEL SGR

Departamentos	Líder	Acompañante
Antioquia	Minas y Energía	Agricultura
Arauca	Minas y Energía	Transporte
Bolívar	Salud	Minas y Energía
Casanare	Transporte	Minas y Energía
Chocó	Salud	Minas y Energía
Cundinamarca	Transporte	Minas y Energía
Guainía	Salud	Minas y Energía
Guaviare	Minas y Energía	Educación
Huila	Agricultura	Minas y Energía
La Guajira	Vivienda	Minas y Energía
Meta	Hacienda	Minas y Energía
Nariño	Salud	Minas y Energía
Putumayo	Minas y Energía	Educación
Sucre	Salud	Minas y Energía
Valle del Cauca	Educación	Minas y Energía
Vichada	Agricultura	Minas y Energía
CORPOGUAJIRA	Ambiente	Minas y Energía

Fuente: OFI 13-00069744 / JSMC 30000 Presidencia de la República

En la tabla 2 y gráfica 1 se presentan la relación de proyectos de inversión aprobados en los Órganos Colegiados de Administración y Decisión en que se encuentra delegado.

TABLA 2.
PROYECTOS TRAMITADOS POR EL MINISTERIO EN OCAD

Entidad	Proyectos			Valor de los proyectos aprobados		% Aprobado
	No. proyectos presentados	No. proyectos aprobados	%	Valor total de los proyectos	Valor proyectos aprobados regalías	
Antioquia	5	5	100%	43.480	36.022	82%
Arauca	32	17	53%	64.434	42.868	66%
Bolívar	25	22	88%	22.212	19.439	87%
Cundinamarca	0	0	-	4.169	4.169	100%
Casanare	203	112	55%	626.824	622.470	99%
Chocó	0	0	-	-	-	0%
Corpoguaajira	12	10	83%	15.255	13.451	88%
Guainía	4	4	100%	4.641	4.641	
Guajira	4	4	100%	49.364	49.364	100%
Guaviare	3	3	100%	28.560	16.777	58%
Huila	84	62	73%	68.583	48.105	70%
Meta	132	72	54%	358.143	343.079	95%
Nariño	1	1	100%	883	733	83%
Putumayo	106	56	52%	19.897	21.202	
Sucre	6	5	83%	18.057	16.996	94%
Valle	17	17	100%	10.210	9.844	96%
Vichada	3	3	100%	2.762	2.762	100%
Total	637	393	61%	1.337.481	1.251.929	93%

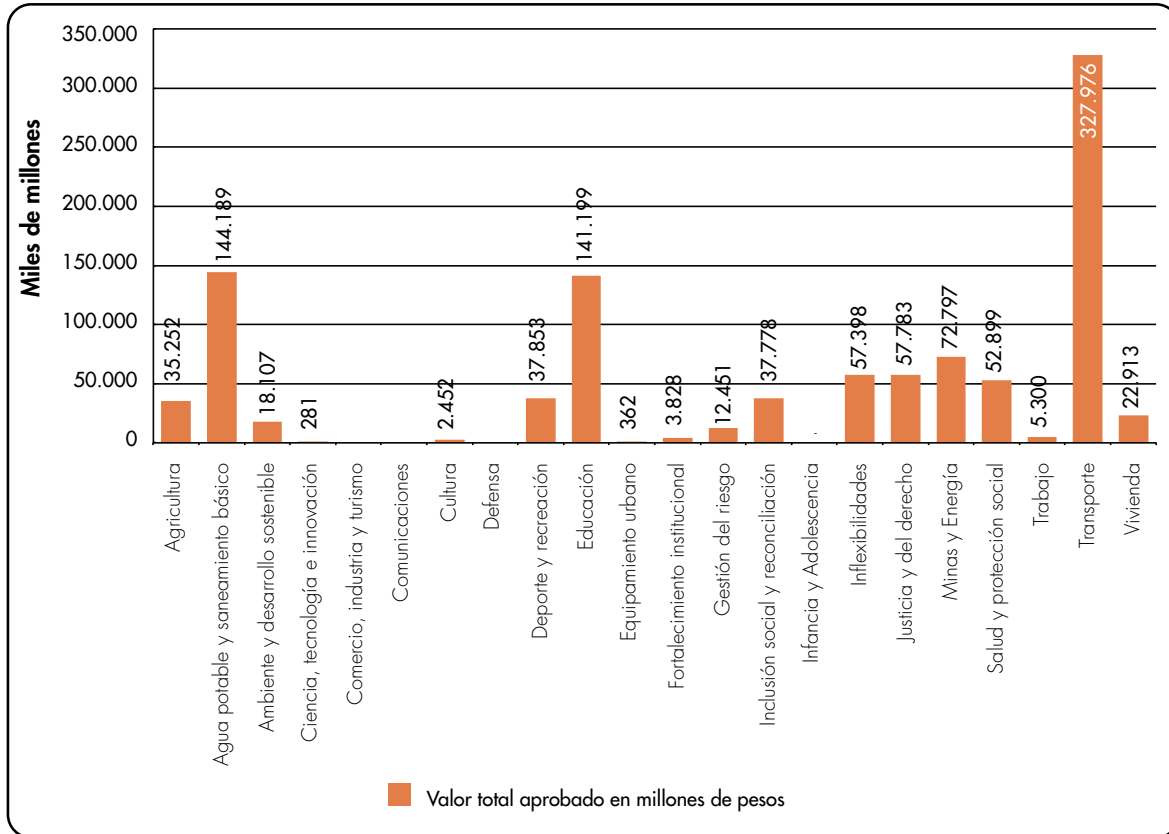
Fuente: Ministerio de Minas y Energía



Foto: Circuitos viales en Antioquia

la Comisión Rectora del Sistema General de Regalías es el órgano encargado de definir la política general del Sistema General de Regalías.

GRÁFICA 1.
PROYECTOS APROBADOS EN LOS OCAD EN QUE PARTICIPA EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA POR SECTOR (2013 – 2014)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía - SGR

2. PARTICIPACIÓN DEL MINISTERIO EN LA COMISIÓN RECTORA DEL SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS

De acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la Ley 1530 de 2012, la Comisión Rectora del Sistema General de Regalías es el órgano encargado de definir la política general del Sistema General de Regalías, evaluar su ejecución general y dictar, mediante acuerdos, las regulaciones de carácter administrativo orientadas a asegurar el adecuado funcionamiento del sistema. De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía hace parte de ese órgano, se relacionan los acuerdos y resoluciones expedidas entre mayo 2013 y mayo de 2014 (ver tabla 3 y 4).

TABLA 3.
ACUERDOS EXPEDIDAS POR LA COMISIÓN RECTORA DEL SGR

ACUERDOS	
Acuerdo 0017 de 12 de diciembre de 2013	Por el cual se establecen los requisitos de viabilización, aprobación, ejecución y previos al acto de administrativo de apertura del proceso de selección que deben cumplir los proyectos de inversión financiados con recursos del SGR y se dictan otras disposiciones.
Acuerdo 0018 de 12 de diciembre de 2013	Por el cual se hace una distribución y asignación de los recursos del funcionamiento del SGR a algunas entidades del orden nacional.
Acuerdo 0019 de 27 de diciembre de 2013	Por el cual se hace una asignación de recursos del funcionamiento del SGR al Instituto Colombiano de Crédito Educativo y Estudios en el Exterior – ICETEX.

Acuerdo 0020 del 11 de junio de 2014	Por el cual se dictan normas sobre los ajustes, cambio de la entidad pública designada como ejecutora del proyecto o de la entidad designada para adelantar la contratación de la interventoría y liberación de recursos de los proyectos de inversión financiera.
Acuerdo 0021 del 11 de junio de 2014	Por el cual se adoptan los formatos para la elaboración de Acuerdos y Actas por parte de los Órganos Colegiados de Administración y Decisión.
Acuerdo 0022 del 11 de junio de 2014	Por el cual se corrige un yerro en el Acuerdo 0018 de 2013 (en los artículos segundo y tercero del Decreto 0018 de 2013, se indicó (...) "mediante la presente Resolución" y debe ser (...) "mediante el presente Acuerdo", se corrige el yerro normativo).

Fuente: <https://www.sgr.gov.co/Normativa.aspx>

**TABLA 4.
RESOLUCIONES EXPEDIDAS POR LA COMISIÓN
RECTORA DEL SGR**

Resoluciones	
Resolución 0006 de 05 agosto de 2013	Por la cual se hace una distribución y asignación parcial de los recursos destinados al funcionamiento del SGR para el bienio 2013-2014.
Resolución 1450 del 21 de mayo de 2013	Por la cual se definió la metodología para la formulación y evaluación previa de proyectos de inversión pública.
Resolución 1789 del 21 de junio de 2013	Por la cual se dictan normas relacionadas con la operación y registro de las cuentas maestras para el manejo de los recursos del SGR y se dictan otras disposiciones.
Resolución 1790 del 21 de junio de 2013	Por la cual se distribuyen, asignan y desagregan recursos del SMSCE, incorporados al DNP para el bienio 2013-2014.
Resolución 2322 del 09 agosto de 2013	Por la cual se incorporan parcialmente recursos destinados a funcionamiento del Sistema General de Regalías asignados al Departamento Nacional de Planeación, para la bienalidad 2013 – 2014

Resoluciones	
Resolución 2323 del 09 agosto de 2013	Por la cual se desagregan los recursos distribuidos por la Comisión Rectora del SGR destinados al fortalecimiento de las Secretarías Técnicas de los OCAD Municipales, Departamentales, Regionales y de CAR.
Resolución 2596 del 05 de septiembre de 2013	Por la cual se modifica la Resolución 1789 de 2013 y se dictan otras disposiciones
Resolución 2620 del 06 de septiembre de 2013	Por la cual se definen las metodologías diferenciadas de monitoreo aplicables a los órganos y actores del SGR por el SMSCE y se dictan otras disposiciones relacionadas con control social
Resolución 3643 del 04 diciembre de 2013	Por la cual se definan los requisitos para hacer parte de la Red de Estructuradores de Proyectos del SGR.
Resolución 3824 del 24 de diciembre de 2013	Por la cual se ordena la apertura de una invitación pública a integrar la lista elegible para designar gestor temporal y se señalan las reglas del proceso para su conformación.
Resolución 1083 del 12 marzo de 2014	Por el cual se distribuye, asignan y desagregan recursos del SMSCE, incorporados al presupuesto del DNP para bienio 2013-2014.

Fuente: <https://www.sgr.gov.co/Normativa.aspx>

3. NORMAS EXPEDIDAS

De igual manera, el ministerio en el marco del Sistema General de Regalías, ha participado en la expedición de las siguientes normas:

**TABLA 5.
DECRETOS EXPEDIDOS EN EL SGR**

Decretos	
Decreto 1252 del 14 de junio de 2013	Por el cual se dictan disposiciones relacionadas con la participación de los delegados del Gobierno Nacional en los OCAD en cuya conformación participan dos o más Ministros y/o Directores de Departamentos Administrativos.

Decretos	
Decreto 1399 del 28 de junio 2013	Por el cual se realiza cierre presupuestal vigencia 2012 y ajustes Presupuesto del SGR para el bienio 2013-2014.
Decreto 1849 de 29 agosto de 2013	Por el cual se establece el procedimiento de giro de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera –FAEP.
Decreto 745 del 11 de abril de 2014	Por el cual se ajusta el presupuesto bienal 2013-2014 del SGR trasladando recursos del Fondo de Desarrollo Regional a los beneficiarios de asignaciones directas.
Decreto 817 del 28 de abril de 2014	Por el cual se modifican parcialmente los Decretos 1949 de 2012 y 414 de 2013 y se dictan otras disposiciones, en relación con el Sistema General de Regalías.

Fuente: <https://www.sgr.gov.co/Normativa.aspx>

4. RESPONSABILIDAD SOCIAL

El Ministerio de Minas y Energía a través del Grupo de Regalías en coordinación con la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales viene desarrollando una propuesta que permita la articulación entre las empresas, el Estado y las comunidades. Con dicha estrategia se busca con-

tar con espacios de diálogo y la construcción de una matriz de indicadores de Responsabilidad Social que faciliten la integración entre los actores, el desarrollo sostenible de la comunidad y el cumplimiento de las metas de producción del sector minero energético y por ende los ingresos al Sistema General de Regalías.

Para lograr este objetivo, se han realizado reuniones con los diferentes gremios, tales como Asociación Colombiana de Petróleo -ACP-, Asomineros, Asociación Nacional de Industriales -ANDI- y representantes de Global Reporting Initiative -GRI- y de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico -OCDE-, con el propósito de socializar esta iniciativa y compartir la experiencia de los diferentes actores, partiendo de esto se construyó la matriz de indicadores de responsabilidad social empresarial basados en guías y estándares internacionales como ISO 26000, Pacto Global, GRI, OCDE y la Iniciativa de Transparencia de la Industria Extractiva- EITI-, las cuales incluyen aspectos ambientales, sociales, económicos y de transparencia que son necesarios para lograr el beneficio de la comunidad y la gestión eficiente de las empresas del sector.

Ahora bien, teniendo en cuenta la necesidad de articular los diferentes actores del sector, el Ministerio ha venido trabajando en conjunto con la Agencia Nacional de Minería-ANM-,



Foto: seguridad alimentaria y reforestación ambiental pueblo comunidad Arhuaco



la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo-PNUD- en la coordinación de los indicadores que permitan fortalecer los programas que cada uno viene desarrollando y a su vez visibilice la gestión de las empresas en el área Responsabilidad Social.

Este trabajo busca continuar con la realización de foros regionales en los cuales participen las Agencias, el Ministerio, las empresas y las comunidades a efecto de propiciar espacios de diálogo y articulación entre los actores, así como socializar la iniciativa del Ministerio y el trabajo que viene realizando el sector.

5. APOYO A LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN A SER FINANCIADOS CON RECURSOS DEL SGR

El Ministerio de Minas y Energía, con recursos transferidos del Sistema General de Regalías para la bienalidad 2013-2014, ha realizado eventos regionales en los departamentos de Cundinamarca, Huila, La Guajira, Cesar y Valle del Cauca. En es-

tos espacios se ha brindado apoyo a las entidades territoriales en la mejora para la estructuración de proyectos de inversión haciendo énfasis en aquellos que se relacionen con el sector minero energético.



Foto: restauración obra el fuerte en San Andrés y Provicendia

Administrativo



Administrativo

1. EJECUCIÓN PRESUPUESTAL DE LA VIGENCIA 2013

El Grupo de Gestión Presupuestal y Contable tiene como funciones gestionar, administrar, controlar y registrar eficientemente los recursos financieros asignados al Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo a la normatividad vigente.

En cumplimiento de estas funciones, se reportan los siguientes avances:

1.1. GASTOS DE FUNCIONAMIENTO

En la tabla que se presenta a continuación se pueden ver los gastos por concepto de funcionamiento y de inversión:

TABLA 1.
UNIDAD GESTIÓN GENERAL
EJECUCIÓN PRESUPUESTO DE GASTOS A DICIEMBRE 31 DE 2013
(Millones de pesos)

Concepto	Presupuesto vigente 2013	Ejecución en compromisos a dic 31 de 2013	% Ejecución Compromisos frente a presupuesto 2013	Ejecución en obligaciones a dic 31 de 2013	% Ejecución obligaciones frente a presupuesto 2013
Gastos de funcionamiento	\$66.672,0	\$61.896,1	92,8%	\$61.628,60	92,4%
Gastos de personal	\$21.875,2	\$19.925,0	91,1%	\$ 19.851,0	90,7%
Gastos generales	\$4.862,5	\$4.766,4	98,0%	\$4.603,9	94,7%
Transferencias	\$39.934,3	\$37.204,7	93,2%	\$37.173,7	93,1%
Gastos de inversión	\$2.620.385,4	\$2.581.527,5	98,5%	\$2.439.413,0	93,1%
Inversión subsidios*	\$1.989.608,0	\$1.979.772,5	99,5%	\$1.979.772,5	99,5%
Inversión fondos FAZNI, FAER, PRONE, FECF Y FOES	\$589.449,0	\$568.126,4	96,4%	\$428.228,9	72,6%
Inversión otros proyectos	\$41.328,4	\$33.628,6	81,4%	\$31.411,6	76,0%
Gran total	\$2.687.057,4	\$2.643.423,6	98,4%	\$2.501.041,6	93,1%

Fuente: Grupo Presupuesto - Subdirección Administrativa y Financiera

* Inversión Subsidios incluye eléctricos, de gas y compensación Yumbo-Pasto

1.1.1. Gastos de personal

Durante la vigencia 2013, la ejecución de los Gastos de Personal llegó a **\$19.925 millones**, equivalente al **91,1% del presupuesto asignado** e incluye los salarios de los funcionarios que conforman la planta de la entidad con un **nivel de ocupación del 85,1%**. Aunque el proceso de implementación de la nueva estructura orgánica avanzó en gran medida no se concluyó totalmente, lo cual generó un margen de ahorro importante. Igualmente, incluye la contratación de servicios profesionales y técnicos, requeridos para apoyar y alcanzar el normal funcionamiento del

ministerio, por valor de **\$1.745,2 millones**.

La Entidad muestra un **margen de ahorro del 8,9%**, generado por la existencia de cargos vacantes en la planta de personal y un saldo sobrante de recursos en el rubro de Servicios Personales Indirectos.

Se evidencia que en el transcurso del último cuatrienio, la administración pública logró estructurar una entidad más grande y sólida, con mayores retos y también con mejor estructura orgánica que le permita asumirlos y obtener mayores logros en campos tan sensibles socialmente como el minero y el ambiental.

1.1.2. Gastos generales

La ejecución a diciembre 31 de 2013 ascendió a **\$4.766,4 millones**, equivalente al **98% del presupuesto** asignado, lo cual permitió satisfacer las necesidades de la entidad garantizando su normal funcionamiento, y mostrar un adecuado y racional manejo de recursos dentro de las normas de austeridad vigentes.

1.1.3. Transferencias corrientes

A diciembre 31 de 2013 se muestra una ejecución de **\$37.204,7 millones**, equivalente al **93,2%** respecto al presupuesto asignado, distribuido en los siguientes gastos: se transfirió el recaudo del impuesto al oro y platino a los municipios productores, por valor de **\$15.680,7 millones** con corte a noviembre de 2013 y **\$1.195,1 millones** correspondientes a diciembre de 2012; se pagaron las mesadas pensionales del INEA por valor de **\$780,7 millones**; se efectuaron pagos de aportes previsión pensiones vejez jubilados, con destino a futuros pensionados por vejez de MINERCOL y CARBOCOL por valor de **\$128,4 millones**; se pagó comisión por administración de las pensiones de Minercol por valor de **\$4,5 millones**; se pagó la contribución de Colombia en su calidad de país miembro de la OIEA por valor de **\$106,7 millones**, se reconocieron y pagaron fallos en contra de la entidad a través del rubro Sentencias y Conciliaciones por valor de **\$15.618,3 millones** y finalmente se pagó a la Contraloría General de la República la cuota de auditaje correspondiente a la vigencia 2013, por valor de **\$3.659,2 millones**.

1.2. GASTOS DE INVERSIÓN

Los recursos destinados a atender gastos de inversión, por valor de **\$2.620.385,4 millones**, alcanzaron a 31 de diciembre de 2013 una ejecución en compromisos de **\$2.581.527,6 millones**, equivalente al **98,5%**; en obligaciones de **\$ 2.439.413 millones** equivalente al **93,1%**, frente al presupuesto asignado, de acuerdo con el detalle que se muestra a continuación:

1.2.1. Dirección de Energía Eléctrica

En el sector eléctrico, se entregaron recursos

destinados a subsidiar el consumo de energía de los estratos más pobres de la población del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y parte de Zonas No Interconectadas (ZNI), por valor de **\$1.624.834,9 millones**. A las áreas subnormales del Sistema Interconectado Nacional, se entregaron recursos por **\$160.036,7 millones**, canalizados a través del proyecto **Fondo de Energía Social (FOES)**.

A través de los contratos que permiten ampliar la cobertura para satisfacer la demanda en ZNI, se comprometieron recursos por valor de **\$70.311,5 millones**, con cargo a los recursos percibidos a través del Fondo de Apoyo Financiero a Zonas No Interconectadas (FAZNI).

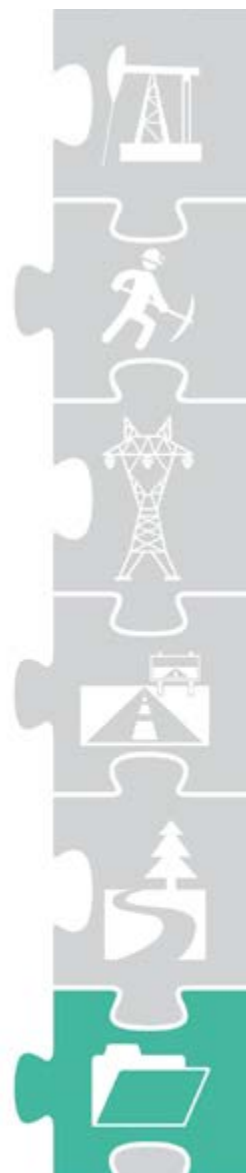
Para legalizar usuarios y adecuar redes eléctricas en los barrios subnormales de municipios del SIN, en todo el país, se comprometieron recursos por **\$128.572,1 millones**, con cargo a los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE).

Para ampliar la cobertura, mejorar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y satisfacer la demanda en zonas del SIN, en todo el país, se comprometieron recursos por **\$169.682,8 millones**, con cargo a los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas (FAER).

1.2.2. Dirección de Hidrocarburos

El sector de hidrocarburos y gas entregó recursos destinados a subsidiar el consumo de gas de los estratos más pobres de la población, por valor de **\$314.922,6 millones**. Igualmente, se destinaron **\$4.000 millones** para otorgar el subsidio al consumo de GLP distribuido por cilindros a los usuarios beneficiarios.

Se comprometieron recursos para asesoría técnica para el seguimiento a los contratos y convenios del subsector gas combustible nacional por **\$1.163,3 millones**. Con destino a la asesoría para el análisis y formulación del desarrollo del subsector de hidrocarburos se entregaron **\$350 millones** y para el control operativo a la distribución los combustibles líquidos derivados del petróleo, al contrabando y a la destinación ilícita de estos productos en zonas de frontera se entregaron **\$3,4 millones**.



Con cargo al Fondo Especial Cuota de Fomento, se ejecutaron recursos por **\$39.523,3 millones**, destinados a desarrollar proyectos de masificación de gas natural por red, construcción de infraestructura de distribución de gas y conexión de usuarios de menores ingresos, subsidios para gasificación de viviendas estratos 1 y 2, en diferentes regiones del país.

Para atender la compensación del transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo, entre Yumbo y la ciudad de Pasto, se entregaron recursos a transportadores mayoristas, por valor de **\$36.015 millones**; para la asesoría, diseño, adquisición, mantenimiento y construcción del Sistema de Distribución de Combustibles (SICOM) se comprometieron **\$5.165,4 millones**.

1.2.3. Dirección de Minas

En el sector de minas se comprometieron recursos destinados al proyecto "Construcción e implementación del programa de formalización minera" por valor de **\$2.877,4 millones**; para el "Mejoramiento de la productividad y competitividad minera" **\$8.548,7 millones**; para "Implementación de la política de seguridad minera" **\$488,2 millones**; para "Capacitación teórico práctica para la reducción o eliminación del uso del mercurio en procesos de beneficio del oro" **\$491,6 millones** y para "Control a la explotación ilícita de minerales en Colombia" **\$48,9 millones**.

1.2.4. Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

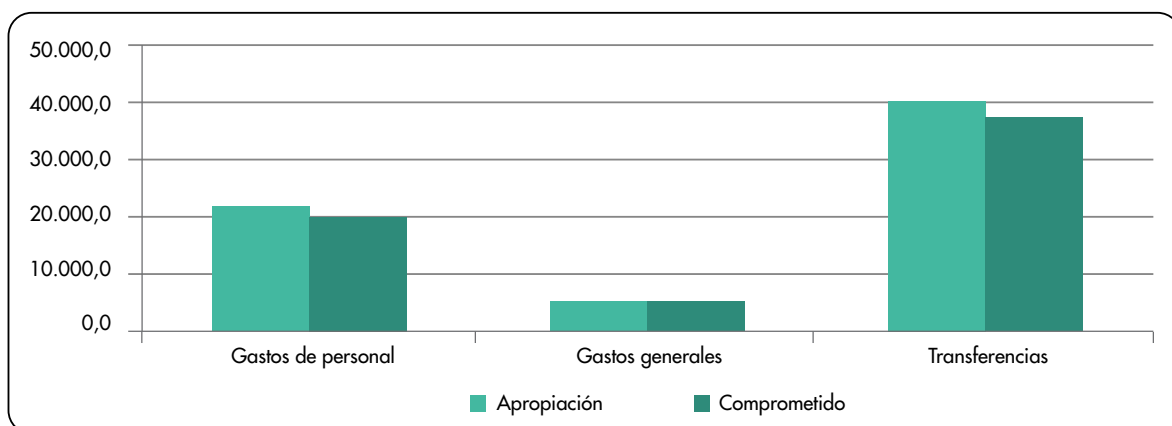
Ejecutó recursos por **\$1.770 millones** destinados al "Diseño y ejecución de la estrategia para la gestión nacional e internacional de la Agenda Ambiental del Sector Minero Energético"; **\$2.881,3 millones** destinados al "Apoyo a la gestión ambiental y social de los proyectos minero energético en el territorio nacional" y **\$899,8 millones** para el "Diagnóstico minero ambiental de los pasivos en el territorio nacional".

1.2.5. Área administrativa del Ministerio de Minas y Energía

Ejecutó recursos para el "Mejoramiento de la infraestructura física del MME" por **\$1.120 millones**; comprometió recursos para la "Actualización de la infraestructura informática y de comunicaciones del MME" por **\$2.435 millones**; para la "Optimización y organización del archivo" **\$864,5 millones**; para "Diseño e implementación de herramientas de participación ciudadana" **\$1.318,8 millones**; para "Apoyo a la gestión de la Oficina de Planeación" **\$260,6 millones**; para el "Desarrollo del capital humano del MME a través de una transformación cultural" **\$194,8 millones**; para "Implementar y mantener actualizada la infraestructura TIC del sector minero-energético de acuerdo al PETIC sectorial" **\$2.747,2 millones**.

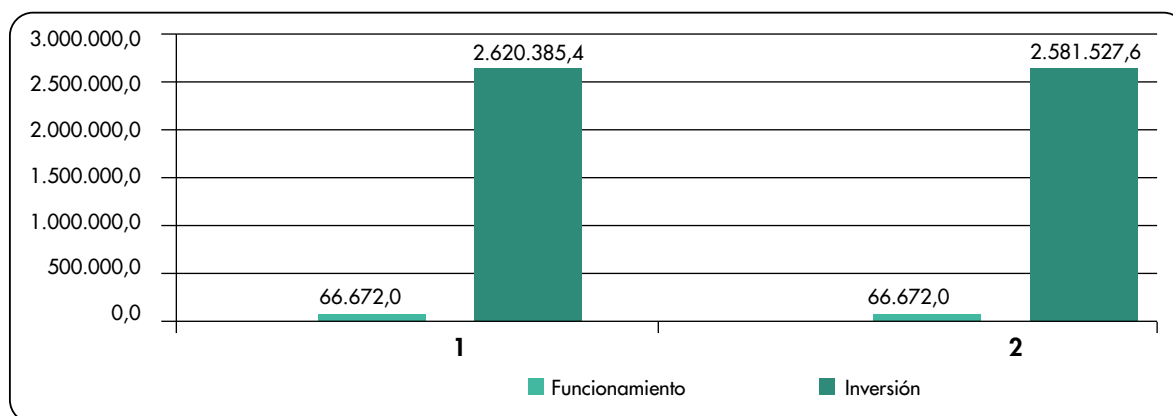
A continuación se presentan gráficamente, los niveles de ejecución alcanzados a 31 de diciembre de 2013:

GRÁFICA 1.
EJECUCIÓN FUNCIONAMIENTO A 31 DE DICIEMBRE DE 2013



Fuente: Grupo Presupuesto - Subdirección Administrativa y Financiera

GRÁFICA 2.
EJECUCIÓN FUNCIONAMIENTO E INVERSIÓN A 31 DE DICIEMBRE 2013



Fuente: Grupo Presupuesto - Subdirección Administrativa y Financiera

1.3. RESERVA PRESUPUESTAL

En la tabla a continuación se presenta la reserva presupuestal constituida a diciembre 31 de 2013, la cual incluye los compromisos adquiridos en la vigencia 2013 y cuya ejecución se está llevando a cabo en la vigencia 2014.

TABLA 2.
RESERVAS PRESUPUESTALES CONSTITUIDAS A
DICIEMBRE 31 DE 2013
(Millones de pesos)

Concepto	Valor reservado
Gastos de personal	\$73,9
Servicios personales indirectos	\$73,9
Gastos generales	\$162,5
Adquisición de bienes y servicios	\$162,5
Transferencias	\$31,0
Pago comisión administración pensiones de Minercol	\$31,0
Total funcionamiento	\$267,4

Concepto	Valor reservado
Inversión	
Proyectos sector minas	\$1.069,7
Proyectos sector hidrocarburos y gas	\$14.607,6
Proyectos sector eléctrico	\$125.580,9
Proyectos Asuntos Ambientales	\$778,3
Proyectos a cargo de la Secretaría General	\$78,1
Total inversión	\$142.114,6
Total reserva presupuestal año 2013	\$142.382,0

Fuente: Grupo Presupuesto - Subdirección Administrativa y Financiera

1.4. SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS



Foto: Plaza Colombia en Uribia.jpg

El Gobierno Nacional mediante Ley 1606 de 2012, asignó una partida presupuestal para el funcionamiento del Sistema General de Regalías, bienio 2013-2014. El Departamento Nacional de Planeación mediante Resolución No.0006 de 2013, asignó al Ministerio de Minas y Energía, en su calidad de órgano que conforma el Sistema, una partida por valor de \$3.000 millones, para el desarrollo de las funciones que ejerce en el marco del Sistema General de Regalías y del control y seguimiento a los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD).

La ejecución del presupuesto asignado, con corte a diciembre 31 de 2013, se encuentra contenida en la siguiente tabla:

TABLE 3.
INFORME EJECUCIÓN PRESUPUESTAL 2013

Descripción	Presupuesto inicial 2013	Ejecutado a 31/12/2013	% Ejecución	Saldo presupuesto disponible a 31/12/2013
Gastos de personal	1.403.558.312,00	415.000.000,00	29,6%	988.558.312,00
Servicios personales indirectos				
Honorarios	1.403.558.312,00	415.000.000,00	29,6%	988.558.312,00
Gastos generales	1.596.441.688,00	116.183.424,00	7,3%	1.480.258.264,00
Adquisición de bienes y servicios				
Compra de equipo	76.000.000,00		0,0%	76.000.000,00
Enseres y equipos de oficina	100.000.000,00	5.830.000,00	5,8%	94.170.000,00
Materiales y suministros	15.713.496,00		0,0%	15.713.496,00
Viáticos y gastos de viaje	1.204.728.192,00	110.353.424,00	9,2%	1.094.374.768,00
Otros gastos por adquisición de bienes	50.000.000,00		0,0%	50.000.000,00
Otros gastos por adquisición de servicios	150.000.000,00		0,0%	150.000.000,00
Total	3.000.000.000,00	531.183.424,00	17,7%	2.468.816.576,00

Fuente: Grupo Presupuesto - Subdirección Administrativa y Financiera

2. SERVICIOS ADMINISTRATIVOS

El Grupo de Servicios Administrativos es el encargado de administrar los servicios administrativos y recursos físicos para garantizar la continuidad de la operación de la entidad. En desarrollo de las funciones asignadas, a continuación se relacionan algunas de las principa-

les actividades adelantadas:

2.1. CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO

Se lograron ahorros de \$108,3 millones por concepto de mantenimiento de instalaciones, servicios públicos y vigilancia del inmueble ubicado en la ciudad de Bogotá y dado en arrendamiento a FIDIC.

TABLA 4.
CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO

Número	Fecha	Concepto	Contratista
GSA 143 2013	13/09/2013	Parte del inmueble ubicado en la ciudad de Bogotá - CAN.	Fundación Instituto de Inmunología de Colombia (FIDIC)

Fuente: Grupo de Servicios Administrativos

2.2. BAJA DE BIENES MUEBLES

Se ordenó la baja y se autorizó la enajenación a título gratuito u oneroso de los bienes que se relacionan a continuación, los cuales

ascienden a la suma de \$285.225.823 moneda corriente, cumpliendo con lo señalado en el artículo 108 del Decreto 1510 de 2013 y la Resolución Interna 9 0682 de 2013:

TABLA 5.
BAJA DE BIENES MUEBLES

N°	Resolución N°	Concepto	Valor
1	91 0760	Equipos, máquinas y elementos para comunicación	\$ 160.449.417
2	92 0761	Archivadores, mesas auxiliares, mesas para máquina de escribir, mesas circulares, mesas rectangulares, bibliotecas y sofás	\$ 4.223.173
3	93 0762	Impresoras y scanner	\$ 35.713.206
4	94 0763	Software y licencias de consumo controlado	\$ 84.840.027

Fuente: Grupo de Servicios Administrativos

2.2.1. 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 un valor total de \$1.830 millones de pesos.

- \$1.150 millones de pesos a través del

proyecto de inversión "Mejoramiento de la Infraestructura Física del MME Bogotá.

- \$370 millones de pesos a través del proyecto Actualización de la Infraestructura Informática y de comunicaciones del Ministerio de Minas y Energía Bogotá D.C.
- \$310 millones de pesos a través del Sistema General de Regalías.

3. PARTICIPACIÓN CIUDADANA

El Ministerio de Minas y Energía reconoce la participación ciudadana y la generación de herramientas de información e interacción con las partes interesadas como el elemento esencial para la construcción de las políticas públicas, el ejercicio de la democracia participativa y el control social de la gestión pública.

De esta manera, durante el año 2013 y lo corrido del año 2014, se han desarrollado acciones importantes en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014, el Programa Nacional de Servicio al Ciudadano, los lineamientos de Gobierno en Línea y la estrategia del Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano, entre otras directrices que incentivan a las entidades del Gobierno Nacional a fortalecer sus actuaciones hacia el servicio de excelencia, evidenciar la transparencia en su gestión, facilitar la accesibilidad a la información de la entidad y a mantener informados a los ciudadanos mediante diversas e innovadoras actividades que les permitan ejercer sus derechos democráticos para alcanzar el bien común.

Siendo el sector minero energético uno de los sectores más sensibles para la población, por la extracción y uso de los recursos naturales no renovables, es necesario socializar el conocimiento técnico y normativo, y promover las políticas públicas, para que sean implementadas, acatadas y comprendidas por todos.

Así, durante el año 2013 y lo corrido del 2014 se desarrollaron actividades ciudadanas de la siguiente manera:

3.1. INTERACCIÓN CIUDADANÍA - SECTOR MINERO ENERGÉTICO

3.1.1. Eventos para socialización de políticas y normatividad

En diferentes regiones del país se llevaron a cabo eventos de socialización e interacción sobre políticas y normatividad sectorial, los cuales, además, permitieron conocer de prime-

ra mano las inquietudes, sugerencias y observaciones sobre nuestra gestión. Entre otros, se destacan:

- **Programa piloto de subsidios al consumo de gas por cilindros:** Socialización del programa y de la mecánica para la reclamación de los subsidios a los usuarios beneficiados en los municipios donde se aplicó el programa piloto (Guaitarilla, Ipiales, Tumaco, Sandoná, Samaniego, La Unión y Cumbal en Nariño; Orito, Villagarzón, Puerto Asís y Valle del Guamuez, en Putumayo; El Doncello, El Paujil, San Vicente del Caguán y Puerto Rico, en Caquetá). En total, se atendieron 6.790 personas. Hacia mediados del mes de junio este programa se ha extendido a todos los municipios de estos departamentos y al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.
- **Encuentros regionales:** Rendiciones de cuentas realizadas por el Ministro de Minas y Energía, Amylkar Acosta Medina, en las regiones Centro Oriente, Eje Cafetero, Caribe, Llanos Orientales y Pacífico.



Encuentro Regional Centro Oriente. Cúcuta (Norte de Santander)

- **Seminario sistema general de regalías:** Estos seminarios están dirigidos a las autoridades municipales y departamentales. A la fecha, se han realizado en las ciudades de Bogotá D.C.; Cali, Cartago (Valle del Cauca); Valledupar (Cesar); y Cúcuta (Norte de Santander).
- **Mesas mineras de formalización:** Se

han realizado diversas jornadas de carácter nacional que han permitido la construcción participativa del documento final de la Política de Formalización Minera.

- **Jornadas de socialización de lineamientos y reglamentos técnicos de energía eléctrica:** Se realizaron dos jornadas en Bogotá D.C., una dirigida a población en condición de vulnerabilidad y otra abierta al público interesado a nivel nacional.
- **Capacitación reglamentos técnicos en gas natural - Resolución 909012 de 2013:** Dirigido a empresas de instalaciones internas de gas.
- **Mesa de diálogo en Chocó:** Realizada con mineros de FEDEMICHOCO, consejos comunitarios, representantes indígenas, Gobernación del Chocó y representantes del Gobierno Nacional.
- **Diplomado en liderazgo, participación e incidencia política para mujeres indígenas amazónicas:** Dirigido a lideresas amazónicas y autoridades tradicionales indígenas.

3.1.2. Participación en ferias y congresos



Congreso Internacional de Minería y Petróleo 2014 - Cinmipetrol. Cartagena de Indias (Bolívar).

En estos eventos de categoría nacional e internacional, el Ministerio de Minas y Energía ubicó puntos de interacción con los asistentes, con el fin de desarrollar estrategias de divulgación de políticas y suministro de información en temas relacionados con hidrocarburos, gas,

biocombustibles, minas y energía. Algunos eventos son:

- 6° Convención Nacional Minera
- Colombia Genera 2014
- 3er Congreso Minería Responsable: Aliada del Desarrollo de Colombia 2014 - Sector de la Minería a Gran Escala
- 1° Conferencia Internacional de Biocombustibles
- Colombia Oil&Gas Summit
- XVII Congreso Naturgas
- X Congreso Internacional de Minería y Petróleo 2014 - Cinmipetrol
- 16° Congreso Nacional e Internacional Andesco de Servicios Públicos, TIC y TV

3.1.3. Participación en las ferias de servicio al ciudadano



Feria de Servicio al Ciudadano. Malambo (Atlántico).

En el marco de las ferias de servicio al ciudadano, organizadas por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), el Ministerio de Minas y Energía junto con todas sus entidades adscritas atendió en cada feria un promedio de 1.500 adultos, jóvenes y niños, a quienes se les socializaron temas relevantes para hacer uso eficiente de los recursos naturales no renovables dentro de su contexto cotidiano. Además, se resaltó la importancia de nuestra institucionalidad para el desarrollo del país.

3.1.4. Audiencia Pública de Rendición de Cuentas a la Ciudadanía

La audiencia correspondiente al periodo 2012-2013 se llevó a cabo en Cartagena el 26 de noviembre de 2013, en conjunto con las entidades adscritas: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), la Agencia Nacional de Minería (ANM) y el Servicio Geológico Colombiano (SGC). Se contó con la participación de 304 asistentes, quienes consideraron en su mayoría que el evento se llevó a cabo de manera confiable y organizada.

3.2. MEDICIÓN DE LA SATISFACCIÓN DEL CLIENTE

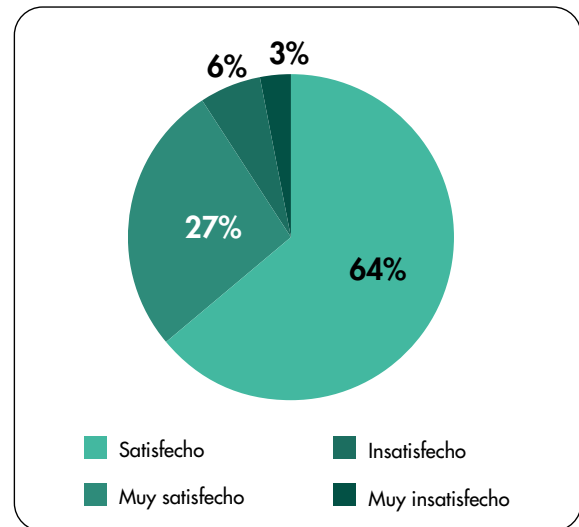
A finales del año 2013 se llevó a cabo la medición de satisfacción de la atención, tomando como base de la muestra, una población de 551 ciudadanos que contestaron la encuesta de satisfacción.

Esta medición se realizó con el objetivo de conocer la opinión de los usuarios con respecto a su grado de satisfacción con la atención recibida y de ésta manera establecer acciones de mejoramiento.

El resultado de la gráfica que aparece a continuación, refleja un grado de satisfacción del 91% con respecto a la atención recibida; el 9% de insatisfacción corresponde en su mayoría a la falta de oportunidad con que los funcionarios del Ministerio de Minas y Energía respondieron a las solicitudes de los ciudadanos.

La encuesta de satisfacción reveló que el 91% de los entrevistados manifiestan un grado de satisfacción respecto a la atención recibida.

GRÁFICA 3.
MEDICIÓN DE LA SATISFACCIÓN DEL CLIENTE



Fuente: Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

3.3. CONVENIOS DE COOPERACIÓN

Estos convenios buscan optimizar y apoyar las acciones de interacción con ciudadanos y grupos de interés en torno a los temas del sector minero energético. Los convenios vigentes en este periodo son:

3.3.1. Muestra interactiva "Mundo Minero"



Inauguración Muestra interactiva Mundo Minero, Museo de los Niños, Bogotá D.C.

A través de un convenio celebrado entre el Ministerio de Minas y Energía y el Museo de los Niños, se buscó aunar esfuerzos para realizar actividades de difusión científica y tecnológica que faciliten la apropiación social, el conocimiento y aceptación pública del tema minero energético colombiano. Como resultado, se creó la muestra interactiva "Mundo Minero", asociada al tema de uso eficiente de la energía.

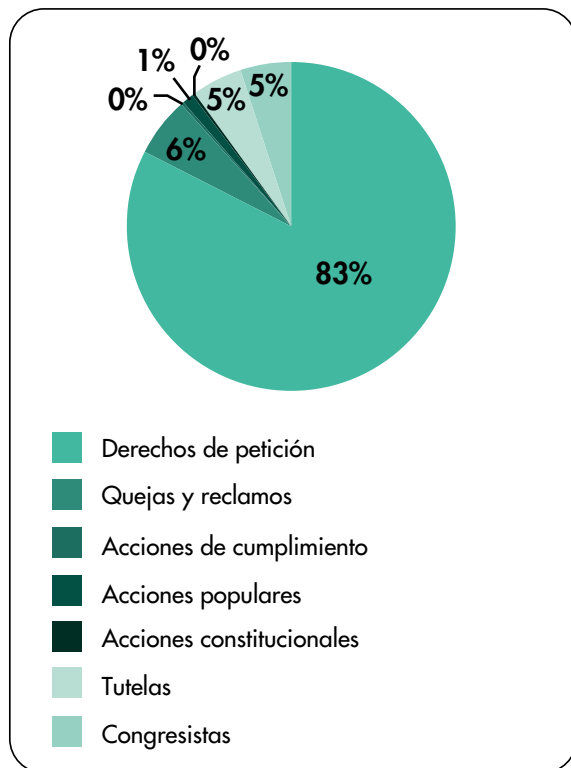
En la muestra, los visitantes se internan en una experiencia donde la creatividad, el conocimiento y la exploración son los protagonistas, permitiéndoles conocer las riquezas mineras de nuestro país, comprender la importancia de la minería y su impacto a nivel social, económico y ambiental.

Mundo minero consta de una muestra permanente en el Museo de los Niños en la ciudad de Bogotá D.C. y otra muestra itinerante que, para el cierre de este documento había visitado los municipios de Sogamoso, Paipa, Nobsa y Tunja (Boyacá), y Ubaté (Cundinamarca).

3.4. ATENCIÓN DE MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

En cuanto a la atención de mecanismos, la entidad lleva un estricto control y seguimiento al cumplimiento de los términos de las peticiones ciudadanas, de acuerdo con la Constitución Nacional y la Ley 1437 de 2001, Código de Procedimiento y de lo Contencioso Administrativo, siendo el balance de recepción de solicitudes el siguiente:

GRÁFICA 4.
MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA
ATENDIDOS DURANTE EL AÑO 2013



Fuente: Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

Durante el año 2013, de un total de 2091 derechos de petición recibidos 28 fueron atendidos fuera del término de respuesta, dando como resultado un cumplimiento oportuno del 98,66% sobre el total de los casos. Por otra parte, de un total de 136 quejas y reclamos, solo dos fueron contestadas por fuera de los términos establecidos, reflejando un cumplimiento del 98,53% sobre el total de los casos.

3.5. ACCIONES DE MEJORAMIENTO

El Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano, en el desarrollo de su gestión, ha incrementado los canales de atención a los ciudadanos a través del fortalecimiento de la oficina de orientación al ciudadano donde se atiende de manera presencial y a través de la línea gratuita nacional 018000 910180, las solicitudes, quejas y reclamos de los usuarios. Además, está disponible en la página web del Ministerio de Minas y Energía el "asesor virtual Minminas" que cuenta con una base de conocimiento para resolver de manera interactiva las inquietudes de los ciudadanos.



4. PLANEACIÓN Y GESTIÓN INTERNACIONAL

Como resultado del proceso de reestructuración de la entidad en el 2012 se creó la Oficina de Planeación y Gestión Internacional. A través de dicho proceso, la oficina se posicionó en un nivel estratégico, adquiriendo un rol asesor frente a las dependencias del ministerio en la formulación, ejecución y evaluación de la política sectorial, en la cual se enmarcan los planes, programas y proyectos.

Asimismo, hace seguimiento permanente al cumplimiento de las metas de gobierno a través de diferentes herramientas, entre ellas, las fichas cualitativas de alertas y resultados, y el Sistema de Seguimiento de Metas de Gobierno (SISMEG), el cual contiene los indicadores con alcance sectorial contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo.

La oficina elabora, coordina y consolida, en conjunto con las dependencias del ministerio y las entidades del sector, el anteproyecto de presupuesto y el Marco de Gasto de Mediano Plazo. También asesora, elabora y tramita ante el Departamento Nacional de Planeación (DNP) las solicitudes de modificaciones presupuestales y vigencias futuras que presentan las dependencias del ministerio y las entidades adscritas del sector.

De igual forma, promueve la planificación, actualización y aplicación de los instrumentos y metodología para la identificación, preparación y registro de proyectos en el BPIN. Así mismo, realiza el seguimiento a la ejecución de los recursos asignados en cada una de las vigencias a través de los sistemas pertinentes.

La Oficina de Planeación y Gestión Internacional coordina y monitorea de manera permanente los avances de la ejecución presupuestal del ministerio y del sector, los cuales presenta periódicamente a la alta dirección.

Igualmente, coordina y administra el Sistema de Gestión de la Calidad, asesora en los ajustes sobre la organización y desarrollo administrativo, la simplificación, agilización y modernización de trámites y procedimientos.

Adicionalmente, apoya al despacho del Ministro, Viceministros y Secretaría General en la formulación y definición de la política internacional de los asuntos a cargo del ministerio y del sec-

tor; coordina con las direcciones la priorización de la agenda internacional y de cooperación del ministerio y la suscripción de acuerdos de cooperación con otros países, frente a los cuales hace seguimiento a los compromisos pactados.

Durante la última vigencia, esta oficina ha adelantado las siguientes actividades:

4.1. MODELO INTEGRADO DE PLANEACIÓN Y GESTIÓN (MIPG) – POLÍTICAS DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO

Teniendo en cuenta la disposición del gobierno por medio del Decreto 2482 de diciembre de 2012, se implementó el Modelo Integrado de Planeación y Gestión (MIPG), con esto se buscó articular el quehacer del ministerio y sus entidades adscritas, a través de las cinco políticas de desarrollo administrativo, a las cuales se les realiza el respectivo seguimiento de los avances en la gestión institucional y sectorial. De manera que con éste se logró la alineación del Plan Estratégico Sectorial, el Plan Estratégico Institucional y el Plan de Acción anual.

GRÁFICA 5.
ALINEACIÓN PLANEACIÓN MODELO INTEGRADO DE PLANEACIÓN Y GESTIÓN



Fuente: Departamento Nacional de Planeación.

En consecuencia, el ministerio y las entidades del sector formularon para el 2014 las políticas de desarrollo administrativo a nivel sectorial e institucional; de igual forma se hizo seguimien-

to a las acciones definidas para 2013, logrando cumplir con los objetivos trazados. Así mismo, mediante Resolución 90149 de 2014 se adoptó este modelo, se conformaron y reglamentaron el Comité de Coordinación del Sistema de Control Interno, el Comité Sectorial de Desarrollo Administrativo y el Comité Institucional de Desarrollo Administrativo.

4.2. SISTEMA DE METAS DE GOBIERNO (SISMEG)

La Oficina de Planeación y Gestión Internacional, como responsable de revisar mensualmente lo reportado como avance de las metas de gobierno, ha hecho el seguimiento de tales avances en cada uno de los indicadores que se enmarcan en los objetivos sectoriales del Plan Nacional de Desarrollo. Lo anterior se realiza a través del Sistema Nacional de Evaluación de Gestión y Resultados SINERGIA - SISMEG (Sistema de Metas de Gobierno). Estos indicadores están bajo la responsabilidad de las direcciones técnicas del Ministerio de Minas y Energía y las entidades adscritas Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Agencia Nacional de Minería (ANM), Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), Servicio Geológico Colombiano (SGC) y Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Durante la vigencia 2013, a través de esta oficina y en conjunto con el DNP se crearon indicadores que reflejan los avances en proyectos de electrificación y nuevos usuarios rurales de energía eléctrica en los municipios de consolidación. Adicionalmente, la oficina coordinó con los gerentes de los indicadores la regionalización de los siguientes indicadores:

- Nuevas cabeceras municipales en zonas no interconectadas con prestación de servicio de energía eléctrica 24 horas del día.
- Nuevos usuarios rurales de energía en el país.
- Nuevos usuarios del servicio de gas natural en todo el país.

En esa misma vigencia, la Oficina de Planeación

apoyó y coordinó la modificación del indicador de medición del tiempo real de respuesta concerniente a las solicitudes de concesión, así como la creación de un indicador de acuerdo al plan de descongestión de solicitudes de concesiones mineras anteriores a 2011, de responsabilidad de ANM, como también la modificación de la cobertura geológica y la creación del indicador de aerogeofísica para recursos minerales en áreas estratégicas mineras los cuales están a cargo del SGC.

Esta oficina realiza un informe trimestral en el que se consignan los avances de los indicadores que tiene el sector, los cuales se publicaron en la página web del Ministerio de Minas y Energía. Asimismo, la oficina está comprometida con la identificación de alertas con el fin de propender por un efectivo cumplimiento de las metas, frente a lo cual se vienen realizando periódicamente las fichas de seguimiento cualitativo.

4.3. PLAN DE ACCIÓN Y PLAN ESTRATÉGICO

Es responsabilidad de la Oficina de Planeación y Gestión Internacional elaborar la metodología para la formulación del plan de acción del ministerio y hacerle seguimiento periódico. Durante este periodo de gobierno se apoyó en la formulación de los planes de acción de las áreas del ministerio y se realizó el pertinente seguimiento.

Para la vigencia 2013, el plan de acción se formuló y adoptó mediante Resolución 91879 del 28 de diciembre de 2012 y fue publicado en la página web de la entidad www.minminas.gov.co. La ejecución acumulada de dicho plan a final de año fue del 93,2%. Para la vigencia 2014, se formuló y adoptó el Plan de Acción mediante resolución 90009 del 9 de enero de 2014, el cual, a primer trimestre, se ha ejecutado en un 22,5% promediando objetivos y procesos.

La Oficina de Planeación, reconociendo la importancia del adecuado uso de los sistemas y el entendimiento de su importancia por parte de los funcionarios, realizó una jornada de socialización sobre el Plan Operativo y la herramienta BPM. De igual manera, es importante destacar que respondiendo a la necesidad de



articular y consolidar la información mediante el uso de los sistemas existentes, durante el año 2014 se alineó el plan operativo con los procesos del Sistema de Gestión de Calidad, con el Sistema de Seguimiento de Proyectos de Inversión (SPI) y con las metas de Gobierno a las que se le hace seguimiento por medio del SISMEG.

4.4. PRESUPUESTO

La oficina ha realizado el seguimiento mensual a la ejecución presupuestal del sector, presentada

regularmente a la alta dirección; durante la vigencia 2013, la oficina mantuvo en permanente seguimiento la ejecución del presupuesto de inversión e implementó medidas para la puesta en marcha de acciones correctivas y preventivas que permitieran mejoras en la ejecución presupuestal. Las medidas tomadas por la Oficina de Planeación y Gestión Internacional durante la vigencia 2013 permitieron que el Ministerio de Minas y Energía lograra una ejecución en compromisos por un 98,5% y en obligaciones por un 93,1% de la apropiación. A continuación se presenta la ejecución sectorial:

TABLA 6.
EJECUCIÓN SECTORIAL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN 2013

Entidad	Apropiación vigente	Compromisos	% Comp. /Aprop. Vigente	Obligado	% Oblig. /Aprop. Vigente
ANH	313.820	303.006	96,6%	294.771	93,9%
IPSE	36.669	36.458	99,4%	30.686	83,7%
CREG	8.536	7.092	83,1%	7.092	83,1%
MinMinas	2.620.385	2.581.528	98,5%	2.439.413	93,1%
SGC	114.653	103.565	90,3%	87.644	76,4%
UPME	30.412	29.671	97,6%	28.829	94,8%
ANM	15.889	12.074	76,0%	11.235	70,7%
Total sector	3.140.364	3.073.393	97,9%	2.899.670	92,3%

Fuente: Oficina de Planeación y Gestión Internacional - Ministerio de Minas y Energía - SIF

Por otro lado, durante el segundo semestre de 2013, la Oficina de Planeación y Gestión Internacional asistió y asesoró a la alta dirección en la presentación de justificaciones de las necesidades presupuestales del sector ante el Congreso de la República, con lo cual se logró para la vigencia 2014 un presupuesto para el sector de **\$3.130.594 millones**, de los cuales el 16% corresponde a gastos de funcionamiento (**\$486.838 millones**) y el 84% corresponde a gastos de inversión (**\$2.643.756 millones**), lo cual significó una reducción al presupuesto de **\$373.757 millones** frente al presupuesto 2013. El Ministerio de Minas y Energía cuenta con un presupuesto de **\$2.302.535 millones**, de los cuales **\$2.248.312 millones** corresponden al presupuesto de inversión.

Asimismo, tramitó ante el DNP un total de 14 vigencias futuras de inversión del sector por un va-

lor aproximado de **\$137.225 millones**, con lo cual se aseguró la apropiación pertinente para el cumplimiento de compromisos como, por ejemplo, la ejecución de obras de infraestructura energética. Igualmente, se tramitaron cuatro vigencias expiradas por **\$3.059 millones**.

Adicionalmente, la oficina tramitó ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y el Departamento Nacional de Planeación (DNP) la solicitud del sector a incluir las modificaciones al presupuesto en la Ley de Traslados (Ley 1640 del 11 de julio de 2013), la cual se reglamentó y liquidó mediante Decreto 1530 de 2013.

En aras de mejorar año a año la ejecución del presupuesto sectorial, la Oficina de Planeación y Gestión Internacional lideró al interior del ministerio y de las entidades adscritas la planeación presupuestal y proyección del gasto tanto en compromisos como en obligaciones, frente a lo cual se

elaboraron los acuerdos de gestión presupuestal. Durante el primer semestre del 2014, la oficina coordinó con las dependencias del ministerio y las entidades adscritas del sector la presentación de las necesidades del presupuesto de inversión a incluir en el anteproyecto de inversión 2015. Igualmente, asesoró a las dependencias del ministerio, consolidó y presentó las proyecciones de las prioridades sectoriales y los niveles máximos de gasto del Marco de Gasto de Mediano Plazo ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación.

De acuerdo al decreto de liquidación del Presupuesto 3036 del 27 de diciembre de 2013, la Oficina de Planeación y Gestión Internacional coordinó con las dependencias y entidades del sector la actualización de la cuota de los proyectos de inversión de la vigencia 2014 en el Sistema Unificado de Inversiones y Finanzas Públicas (SUIFP), asesorando en lo relativo a la actualización de la descripción de los proyectos, beneficiarios, regionalización y cadena de valor.

Se realizaron mesas de trabajo en coordinación con el DNP y los gerentes de los proyectos del ministerio y las entidades adscritas con el fin de alinear la formulación de los proyectos para la vigencia 2015 acorde con la metodología de cadena de valor, posteriormente se actualizaron en el SUIFP.

En cuanto al trámite de vigencias futuras y vigencias expiradas de inversión, la oficina ha asesorado a las dependencias y entidades mediante reuniones de trabajo para el inicio de los trámites pertinentes.

Las entidades ejecutoras deberán reportar mensualmente al Sistema de Seguimiento a Proyectos de Inversión (SPI), administrado por el DNP, el avance logrado por los proyectos durante el período. Esta Oficina de Planeación y Gestión Internacional es la responsable sectorial de verificar la oportunidad y calidad de la información registrada en el sistema. Frente a esto, se diagnosticó el estado de avance de seguimiento de los proyectos, los resultados de este diagnóstico se recopilan y analizan mediante el informe de gestión trimestral, los cua-

les pueden encontrarse en la página web del ministerio.

Finalmente, la Oficina de Planeación y Gestión Internacional adelantó, a través de su proyecto de inversión, distintos seminarios y sensibilizaciones, en su interés por fomentar la cultura de una adecuada planeación y programación de parte de los funcionarios, quienes son los directamente encargados de la formulación y ejecución de los planes y proyectos. Estos fueron:

- Seminario de actualización de presupuesto Público (25 y 30 de julio de 2013)
- Actualización para la construcción y manejo de indicadores (25 y 26 de noviembre de 2013)
- Taller en actualización de nuevas tendencias de la gestión contractual (29 y 30 de noviembre de 2013)
- Taller actualización en el ciclo de la inversión pública y los procesos y herramientas para su desarrollo. (25 y 27 de marzo y 2 de abril de 2014)
- Taller de formulación de planes de gestión y nueva guía de auditoría en entidades públicas (17 y 18 de diciembre de 2013).

4.5. SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN INSTITUCIONAL

En el mes de abril de 2014 el ministerio hizo transferencia de los certificados de calidad con la firma Bureau Veritas Certification, así mismo se logró con éxito la segunda visita de seguimiento al segundo ciclo de recertificación de calidad.

Por otro lado, teniendo claro que deben fortalecerse las competencias de los funcionarios y auditores en las técnicas de auditoría y en la gestión, la oficina ofreció espacios para esto, dichos eventos fueron:

- Sensibilización en el Sistema de Gestión de la Calidad del Ministerio de Minas y Energía (19, 20 y 21 de marzo de 2014)
- Taller para la capacitación de auditores



internos de calidad (7, 14 y 20 de mayo de 2014)

- Taller nuevos auditores internos de calidad (15, 22 y 29 de mayo y 5 y 12 de junio de 2014)



Certificados de calidad otorgados por la firma Bureau Veritas.

4.6. GESTIÓN INTERNACIONAL

Frente a las funciones que el decreto de reestructuración le otorgó a la oficina en asuntos internacionales se dio un giro en la manera de asumir estos temas, de tal manera, mediante Resolución 90175 de 2013 se creó el Comité de Cooperación Internacional del ministerio, el cual está orientado a apoyar la gestión de la entidad en cooperación internacional, así como propender por el posicionamiento del sector en el ámbito internacional.

Dentro de las gestiones que está realizando la oficina, se está formulando la Política Internacional del Sector Minero Energético, que busca establecer el marco de acción que permita al sector en el corto, mediano y largo plazo, promover y desempeñar una adecuada gestión internacional que contribuya al desarrollo sostenible del país.

En cuanto a la gestión en cooperación técnica, se resalta la realización de misiones técnicas en el tema de energía eléctrica con las repúblicas de Haití y Trinidad y Tobago; por su parte, con

la República de Corea se han desarrollado seminarios para los subsectores de hidrocarburos y energía eléctrica; con Reino Unido se realizó un taller sobre reglamentación para el desarrollo de hidrocarburos, en el marco de la cooperación desarrollada en temas de explotación de hidrocarburos costa afuera (offshore), con la participación de la Universidad de Dundee. Vale la pena destacar que con el Gobierno de la República de la India se han realizado dos talleres sobre geología estructural.

Por otro lado, el ministerio ha tenido importantes acercamientos en cooperación con Rusia, esto a través de la participación de la entidad en la Comisión Mixta Intergubernamental Colombia - Rusia en junio de 2013 y en el Congreso Mundial del Petróleo en Moscú en junio de 2014.

De otra parte, para el proyecto de Erradicación de Trabajo Infantil en la Minería se acompañó a la Dirección de Formalización Minera en la gestión de cooperación con el Comité Internacional para el Desarrollo de los Pueblos (CISP),



Viceministro de Energía, Orlando Cabrales Segovia. Taller: "Colombia and its Regulatory choices for Hydrocarbons Development: Possible Options from the UK North Sea Experiences" (Colombia y sus opciones reglamentarias para el desarrollo de hidrocarburos: Posibles opciones desde las experiencias del Reino Unido en el Mar del Norte)

organización de origen italiano, y con USAID logrando una importante cooperación en temas de minería.

El Ministerio de Minas y Energía está muy comprometido con la integración energética al participar activamente en los diferentes grupos de trabajo constituidos en los organismos internacionales de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR), el Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica (MESOAMÉRICA), el Sistema de Integración Eléctrica Andina (SINEA), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el Centro de Estudios Latinoamericanos y del Caribe (CELAC), entre otros, por intermedio de la Oficina de Planeación y Gestión internacional y las áreas misionales.

En el área de interconexión eléctrica, existe un serio compromiso de trabajar en proyectos binacionales conjuntamente con los gobiernos de los países de Suramérica y Centro América con el fin de elaborar un plan estratégico de aprovechamiento de los recursos naturales energéticos de la región acorde con el proceso de integración regional dentro de un marco de solidaridad, seguridad, equidad y complemen-

tariedad entre los pueblos para el desarrollo económico y social, de allí se puede resaltar el intercambio de información y experiencias en cooperación, no solo en energía hidroeléctrica, sino en energía hidrocarburífera, al igual que en temas mineros de la subregión en un marco de respeto y protección del medio ambiente.

Se han revisado los estudios de armonización regulatoria y de planificación de la infraestructura, la hoja de ruta de los diferentes proyectos junto con la ANM, la CREG y la UPME, y se ha participado en la construcción del Tratado Energético Suramericano.

Adicionalmente, la Oficina de Planeación y Gestión Internacional, ha articulado en la Agenda de Cooperación Internacional los intereses de las áreas misionales del ministerio y de sus entidades adscritas y vinculadas, con el objetivo de presentar a los diversos cooperantes e interesados el panorama completo de las necesidades del sector minero-energético.



5. TALENTO HUMANO

5.1. PLANTA DE PERSONAL - MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Se continuó con los lineamientos de la Comisión Nacional del Servicio Civil y del Departamento Administrativo de la Función Pública, para la provisión de los empleos a través de la figura de encargo y excepcionalmente los nombramientos provisionales.

Por otra parte, durante este periodo se realizaron los nombramientos de los siguientes directivos:

Ministro de Minas y Energía: Amylkar David Acosta Medina (11 de septiembre de 2013)

Viceministro de Minas: Cesar Eugenio Díaz Guerrero (20 de noviembre de 2013)

Secretaria General: Ángela Patricia Rojas Combariza (15 de octubre de 2013)

Director de Energía Eléctrica: Rogerio Ramírez Reyes (24 de enero de 2014)

Jefe de Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales: María Victoria Reyes Mesa (7 de enero de 2014)

5.2. CAPACITACIÓN

En el Ministerio de Minas y Energía, para el periodo julio 2013 a mayo 2014, se desarrollaron los talleres de vivencia estratégica para el fortalecimiento de los valores institucionales de los funcionarios.

Durante este periodo, se llevó a cabo la segunda fase del programa de desvinculación laboral asistida con un grupo de 30 funcionarios del ministerio, con el objetivo de sensibilizar y capacitar el personal que se retiró del servicio por aprobación de la pensión. También se llevaron a cabo las jornadas de inducción para el nuevo personal que ingresó al ministerio.

De otra parte, se inició con la certificación de los servidores públicos como Servidores Públicos Digitales, programa liderado por MinTIC.

5.3. BIENESTAR SOCIAL

El Ministerio de Minas y Energía, dando cumpli-

miento a los lineamientos del Decreto 1567 de 1998, llevó a cabo actividades de bienestar social para los funcionarios, con el propósito de mejorar su calidad de vida y la de su núcleo familiar, cubriendo el 90% de la población del ministerio.

Igualmente, un grupo de 55 servidores públicos del ministerio participaron en los X Juegos Nacionales del Sector Eléctrico en el año 2013, en las disciplinas de fútbol 5 masculino y femenino, voleibol, voleibol de playa, tenis de mesa, bolos, mini tejo, atletismo, ciclomontañismo, baloncesto, ajedrez y natación. Los deportistas obtuvieron medalla de oro en tenis de mesa y dos medallas de bronce, una en fútbol 5 femenino y otra en atletismo.

5.4. SALUD OCUPACIONAL

El Ministerio de Minas y Energía, continuando con el trabajo impartido por la Resolución 91882 de 2012 "Por la cual se reglamenta la conformación y funcionamiento del Comité de Convivencia Laboral del Ministerio de Minas y Energía", inició con el fortalecimiento de los espacios de diálogo para llegar a soluciones efectivas de las controversias presentadas por el acoso laboral que se puedan presentar en el Ministerio de Minas y Energía.

Para la vigencia 2013, el ministerio realizó el diagnóstico del riesgo psicolaboral de los funcionarios, buscando el más alto grado de bienestar biopsicosocial de sus servidores públicos, protegiéndolos en sus puestos de trabajo de los riesgos resultantes de su actividad.

6. TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN – TIC

El Grupo de TIC es la dependencia líder en la planeación, desarrollo e implementación del proceso de gestión de tecnologías de información y comunicaciones del ministerio.

En el marco de los proyectos “Implementar y mantener actualizada la infraestructura TIC del sector minero energético de acuerdo al PETIC sectorial – Bogotá” y “Actualización de la Infraestructura Informática y de Comunicaciones del Ministerio de Minas y Energía” la entidad, a través de este grupo, realizó las siguientes actividades durante el período comprendido entre julio de 2013 y mayo de 2014:

6.1. MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TIC

Se realizó la adquisición de la red pasiva de datos para modernizar la Red de Área Local (LAN); asimismo, se actualizó el cableado estructurado del edificio principal del ministerio, como aporte de las nuevas tecnologías al servicio del ministerio para asumir los retos misionales y operativos y prestar un mejor servicio al ciudadano.

También, se adquirió infraestructura de hardware, como computadores de escritorio, portátiles y elementos de comunicación, con el fin de brindar a los usuarios tecnología de punta.

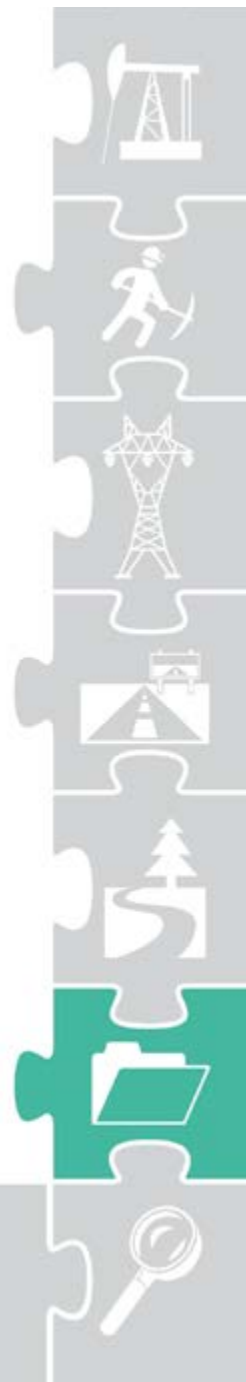
6.2. IMPLEMENTACIÓN DE SERVICIOS Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN

Para mejorar la ejecución y cumplimiento de los procesos estratégicos y misionales del ministerio y con el fin de brindar más y mejores servicios a los usuarios internos y externos de la entidad, el Grupo de TIC gestiona la implementación y operación de servicios y sistemas de información tales como:

- **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.

- **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 para la capacitación masiva de los servidores públicos de la entidad.
- **Programa Presidencial Gobierno en Línea (GEL).** Para dar cumplimiento al Decreto 2693 del 21 de diciembre de 2012 y teniendo en cuenta los lineamientos del Manual para la Implementación de la Estrategia de Gobierno en Línea, la Directiva Presidencial 04 de 2012 – Eficiencia Administrativa y Cero Papel, la Directiva 07 de 2011 – Directrices para la publicidad de las entidades públicas del Orden Nacional y el Capítulo IV Utilización de medios electrónicos en el procedimiento administrativo de la Ley 1437 de 2011 - Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, las entidades del sector minero energético han venido trabajando de manera conjunta teniendo un avance de cumplimiento del 61,86% frente a la meta del 76% fijada con corte a diciembre 30 de 2013. El sector se ubicó en el cuarto lugar entre los sectores del orden nacional.
- **Data Center Alterno.** El Ministerio de Minas y Energía contrató los servicios de un Centro de Datos Alterno (DCA), el cual cumple con las características de Tíre III de la Norma EIA/TIA 942 (Generalidades de los estándares para Centros de Datos), con el objeto de dar respaldo de los sistemas de información de misión crítica para el ministerio y la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- **Sistema de información Subsidio GLP.** Se desarrolló y puso en producción un Sistema de Información para el Registro y Control de subsidios de Gas Licuado de Petróleo (GLP), otorgado a los estratos 1 y 2.



7. CONTROL INTERNO DISCIPLINARIO

En desarrollo de las funciones asignadas, a continuación se relacionan algunas de las principales actividades adelantadas:

- Se continuó con el desarrollo de la función disciplinaria en el Ministerio de Minas y Energía.
- Se dotó a la oficina de control interno disciplinario de la infraestructura necesaria para el cumplimiento de sus funciones, tales como espacio físico independiente (oficina), cuatro puestos de trabajo y tres computadores para desarrollar su labor.
- Se asignó para el apoyo de la Oficina de Control Interno Disciplinario a un abogado contratista y practicantes de derecho.
- Se han adelantado 51 actuaciones disciplinarias, de las cuales 14 han culminado en archivo, 37 en indagación preliminar.

LOGROS

Financiera

- Con el fin de alcanzar los objetivos de la entidad de contar con los recursos suficientes para su operación el Grupo Financiero a través de su Oficina de Presupuesto elaboró los proyectos de Presupuesto de Funcionamiento de la Entidad con base en los parámetros económicos y directrices impartidos por la Dirección General del Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Una vez expedidas las normas presupuestales para cada vigencia, efectuó registro de las disponibilidades y de los compromisos adquiridos por la entidad, efectuó control sobre los saldos presupuestales disponibles y gestionó oportunamente las modificaciones al presupuesto inicial de acuerdo con las necesidades y requerimientos de la entidad.
- El Grupo Financiero a través de su Oficina de Tesorería gestionó oportunamente los recursos requeridos para atender los pagos en cada período mensual y anual, de acuerdo con los compromisos adquiridos por la entidad.
- El Grupo Financiero a través de su Oficina de Contabilidad registró oportunamente todas las operaciones presupuestales y financieras efectuadas por la entidad, generando estados financieros altamente confiables.

Servicios Administrativos

- Se modernizó en un 40% la infraestructura física del Ministerio de Minas y Energía para mejorar la gestión institucional.
- Se cumplió con el Programa de Gestión de Activos, el cual permitió la depuración de los inventarios de la entidad a través de la realización de bajas y enajenación de bienes innecesarios e inservibles, así como la

transferencia a título gratuito de inmuebles a Central de Inversiones CISA.

- Se adelantó una campaña ambiental dirigida a fomentar prácticas amigables con el medio ambiente en las labores de oficina, ahorro y uso eficiente del agua, reciclaje y separación de residuos. También se realizó el cambio de luminarias que permiten el uso racional y eficiente de la energía al interior de las instalaciones.

Participación y Servicio al Ciudadano

- La implementación del Asesor virtual ha permitido descongestionar el flujo de preguntas frecuentes que llegaban a través de los medios tradicionales. Ingresando a la página www.minminas.gov.co, al enlace asesor virtual, los usuarios pueden obtener respuesta inmediata a preguntas de carácter general, esto se logra al consultar la base de conocimiento de la entidad, que es alimentada constantemente. Desde su implementación hasta junio del 2014 se han atendido 1299 sesiones de conversación en las cuales se resolvieron 9046 consultas de la ciudadanía.
- La muestra museográfica interactiva Mundo Minero ayuda a fomentar entre el público escolar una actitud positiva frente a la industria minera realizada de manera responsable, así como a comprender la importancia del uso adecuado de nuestros recursos naturales no renovables y su conservación para las futuras generaciones. La versión permanente de Mundo Minero ha recibido desde el 20 de marzo de 2014 al 9 de julio del mismo año 2896 visitantes.
- La implementación de los servicios de conversaciones virtuales (chat) y documentos en discusión ha abierto una ventana electrónica para que los ciudadanos, a través

del portal www.minminas.gov.co, opinen y presenten sus observaciones en la construcción de la normatividad relacionada con los recursos minero energéticos del país, además de la posibilidad de presentar solicitudes de información. A la fecha, se han dispuesto para discusión 14 proyectos de norma y se han realizado nueve sesiones de chat en las cuales se atendieron 330 ciudadanos en el periodo 2013 – 2014.

- Se modernizó y optimizó la atención de la oficina de orientación al ciudadano incrementando el recurso humano para ser de esta labor un proceso más amable para los usuarios.
- Se llevó a cabo la catalogación de aproximadamente 8.000 documentos que hacen parte de la colección de la biblioteca especializada de la entidad y se empastaron los que así lo requerían, haciendo el servicio de consulta de la biblioteca más acertado para los ciudadanos que la visitan y mejorando la calidad de los documentos para su consulta.

TIC

- Información de misión crítica respaldada: se puso en operación la primera fase de la plataforma de Data Center Alterno - DCA Sectorial, para el respaldo de los sistemas de información y bases de datos de misión crítica, del Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.
- Estandarización de la información Geográfica Sectorial: se estableció la estandarización de la información geográfica sectorial mediante documento de Política para el uso de las entidades que estandariza el uso de la información Geográfica Sectorial, este documento beneficia al Sector Minero Energético.
- Puesta en operación del sistema de subsidios de GLP: se puso en operación el Sistema para el Registro y Control de subsidios de Gas Licuado de Petróleo – GLP, otorga-

do a los estratos 1 y 2 en los departamentos de Caquetá, Nariño, Putumayo y San Andrés. Mediante este sistema, el usuario es beneficiado directamente durante la facturación efectuada en terminal móvil, de un subsidio correspondiente al 50% para estrato 1 y 40% para estrato 2.

Planeación

- Como resultado del proceso de reestructuración de la entidad en el 2012 se creó la Oficina de Planeación y Gestión Internacional. De tal forma a través de dicho proceso, la oficina se posicionó en un nivel estratégico, adquiriendo un rol asesor en distintas áreas.
- Gracias al compromiso de la alta dirección, como de todos los funcionarios del ministerio, quienes han trabajado permanentemente en la revisión de los procesos y procedimientos, de los indicadores de gestión, de sus objetivos y metas; están en constante actualización para realización de auditorías; se ha buscado la armonización de este sistema con el Modelo Integrado de Planeación y Gestión y otros sistemas; se han mantenido las certificaciones de calidad de la Entidad, bajo las normas ISO:9001 y NTCGP1000:2009, logrando de esta manera, el mejoramiento continuo.
- En cuanto a la gestión de recursos de cooperación internacional no reembolsable, con el Banco Interamericano de Desarrollo se obtuvo cooperación técnica para Gestión de Información y Conocimiento. De igual manera, la oficina logró la adquisición de conocimiento técnico a través de la realización de seminarios técnicos especializados con expertos internacionales en distintas áreas del sector.
-

Control Interno



1. CONTROL INTERNO

Para la vigencia 2013 - 2014, en cumplimiento de las funciones legalmente asignadas¹, en desarrollo del Programa Anual de Auditoría Interna de Gestión Independiente y con el fin de contribuir a la ejecución de los planes, procedimientos, metas y el logro de los objetivos institucionales del ministerio, la Oficina de Control Interno, desarrolló actividades enfocadas al rol asignado, enmarcados en los cinco temas² definidos, de la siguiente forma: valoración de riesgos, acompañamiento y asesoría, evaluación y seguimiento, fomento a la cultura del control y relación con entes externos.

1.1. VALORACIÓN DEL RIESGO

Mediante la realización de mesas de trabajo con las diferentes áreas organizacionales, se dio asesoría en el análisis y valoración de los riesgos inherentes a algunos procesos y procedimientos del ministerio, con el fin de verificar la aplicación de controles eficientes y la materialización de los riesgos, que amenazan el logro de los objetivos institucionales.

Se realizaron 38 mesas de mejoramiento con las siguientes dependencias: Subdirección de Talento Humano, Secretaría General, Subdirección Administrativa y Financiera, Oficina de Asuntos Ambientales, Oficina de Planeación, Oficina Asesora Jurídica, Dirección de Formali-

zación Minera, así como a los grupos de: Contratación, Control Interno Disciplinario, Gestión Tecnológica de Información y Comunicación, Comunicación y Prensa, y Cobro Coactivo. Además, se trataron diferentes aspectos asociados con los procesos y procedimientos de las áreas, mapas de riesgos y formulación de planes de mejoramiento.

De igual manera, en desarrollo de las evaluaciones y seguimientos contenidos en el Programa Anual de Auditoría Interna de Gestión Independiente, se identificaron y valoraron los riesgos propios del tema o proceso evaluado, determinando su estado en términos de materialización, medición de la eficiencia del control aplicado en la mitigación del riesgo y la efectividad de la gestión.

1.2. EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO

Durante la vigencia 2013 - 2014, se realizaron 27 evaluaciones, 26 seguimientos y 6 consolidaciones relacionadas con los procesos ejecutados por las áreas organizacionales del Ministerio de Minas y Energía.

Se analizaron los siguientes temas, donde se valoraron los riesgos inherentes a los mismos. Se examinaron 387 variables, determinando que el 76,1% se encuentra en un nivel de riesgo bajo, el 11,1% en mediano y el 12,9% en alto, de materialización del riesgo.

Respecto del estado de los mismos, la Oficina de Control Interno presentó 133 oportunidades de mejoramiento, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

TABLA 1.
EVALUACIÓN DEL CONTROL INTERNO CONTABLE

Ítem	Tema analizado	Cantidad de variables analizadas	Materialización del riesgo			Oportunidades de mejoramiento propuestas
			Alto	Mediano	Bajo	
1	Evaluación Anual al Sistema de Control Interno Contable	6			6	2
2	Evaluación al Proceso Contable y de Tesorería	12	1		11	9
3	Informe Ejecutivo Anual del Sistema de Control Interno - Encuesta MECI	48		7	41	7
4	Evaluación Cumplimiento Normas de Derechos de Autor sobre Software	12			12	2

¹ Contenidas en la Ley 87 de 1993, decretos reglamentarios y normas vigentes.

² Contenidos en el Decreto 1537 de 2001, artículo 3.

5	Evaluación Cuatrimestral Pormenorizado del Sistema de Control Interno	11	2	1	8	3
6	Evaluación y Seguimiento Ejecución Presupuestal	25	1	1	23	3
7	Evaluación - Dirección de Hidrocarburos	18	8		10	17
8	Evaluación Plan de Mejoramiento por Procesos (seguimiento)	30	3	2	25	4
9	Evaluación Dirección de Minería Empresarial	4		1	3	3
10	Evaluación Mecanismos Participación Ciudadana	9	5		4	6
11						
12	Evaluación a la Ejecución Presupuestal de los Proyectos de Inversión	27	14	4	9	3
13	Evaluación Sistema de Administración de Riesgos	20	2		18	6
14	Evaluación Subdirección de Talento Humano	4			4	3
15	Evaluación Oficina Asuntos Ambientales y Sociales	12	3	3	6	5
16	Análisis a la Formulación del Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano	11	1	3	7	0
17	Seguimiento al Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano	11			11	6
18	Evaluación Dirección de Formalización Minera	5	2	2	1	5
19	Seguimiento al Sistema de Información y Gestión del Empleo Público (SIGEP)	3			3	5
20	Seguimiento al Sistema de Información y Seguimiento a Metas de Gobierno (SISMEG)	11	4	1	6	3
21	Evaluación Caja Menor Grupo de Tesorería y Viáticos	10			10	1
22	Evaluación Caja Menor Secretaría General	9			9	1
23	Evaluación Caja Menor Grupo de Servicios Administrativos	11		2	9	2
24	Evaluación Comunicación Institucional	9	1	4	4	12
25	Evaluación Auditorías Internas de Calidad	18		5	13	10
26	Evaluación Proceso de Tesorería y Viáticos	10		1	9	5
27	Evaluación Sistema General de Regalías	2			2	1
28	Evaluación Integral Dirección Energía	8	3	3	2	6
29	Seguimiento al Sistema Único de Información para la Gestión Jurídica del Estado (LITIGOB)	1		1		3
30	Medidas de Austeridad y Eficiencia en el Gasto Público	30	0	2	28	0
Total		387	50	43	294	133
			12,9%	11,1%	76,0%	

Fuente: Oficina de Control Interno

1.2.1. Sistema de Control Interno Contable a 31 de diciembre de 2013

La evaluación de Control Interno Contable de acuerdo a los parámetros establecidos por la

Contaduría General de la Nación, obtuvo un resultado de 4,74 puntos sobre 5, indicando que el Sistema de Control Interno Contable es adecuado, presentando un nivel de riesgo bajo.

A continuación se muestra la calificación obtenida para cada una de las variables analizadas:

TABLA 2.
EVALUACIÓN DEL CONTROL INTERNO CONTABLE

Número	Evaluación del control interno contable	Puntaje obtenido	Interpretación
1	Control Interno Contable	4,74	Adecuado
1.1	Etapa de reconocimiento	4,66	Adecuado
1.1.1	Identificación	4,84	Adecuado
1.1.2	Clasificación	4,25	Adecuado
1.1.3	Registro y ajustes	4,91	Adecuado
1.2	Etapa de revelación	4,75	Adecuado
1.2.1	Elaboración de estados contables y demás informes	5,00	Adecuado
1.2.2	Análisis, interpretación y comunicación de la información	4,50	Adecuado
1.3	Otros elementos de control	4,81	Adecuado
1.3.1	Acciones implementadas	4,81	Adecuado

Fuente: Oficina de Control Interno

1.2.2. Sistema de Control Interno, encuesta de implementación del Modelo Estándar de Control Interno (MECI) y Calidad, a febrero de 2014

El Sistema de Control Interno del Ministerio de Minas y Energía muestra un grado de desarrollo importante que aporta de manera sustancial y sin dificultad al logro de los objetivos y metas institucionales.

No obstante, requiere mejoras en algunos aspectos, relacionados con planes de incentivos; seguimiento a los acuerdos de gestión, respuesta oportuna a derechos de petición, análisis de la información obtenida a partir de la medición del ambiente laboral para mejorar la estructura organizacional, identificar factores que pueden afectar negativamente el cumplimiento de sus objetivos desde el contexto económico; establecer planes de mejoramiento individual y las demás oportunidades de mejoramiento contenidas en los informes de evaluación y seguimiento

realizados por la Oficina de Control Interno.

Con base en la aplicación del cuestionario y en la metodología establecida por el Departamento Administrativo de la Función Pública (DAFP), para la medición del grado de madurez del Sistema de Control Interno, para la vigencia 2013 el Ministerio de Minas y Energía obtuvo una calificación de 78,25%.

1.2.3. Seguimiento al Plan de Anticorrupción y de Atención al Ciudadano del Ministerio de Minas y Energía, a 31 de diciembre de 2013

El resultado del seguimiento de cada uno de los componentes y variables que integran el Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano, de la vigencia 2013, de conformidad con los parámetros establecidos en el Decreto 2641 de 2012, se describe en la siguiente tabla:

TABLA 3.
SEGUIMIENTO AL PLAN DE ANTICORRUPCIÓN Y DE ATENCIÓN AL CIUDADANO

Variable analizada		Control eficiente	Valoración del riesgo (Materialización)	Gestión efectiva
1	Primer Componente. Riesgos de Corrupción			
1.1	Formulación del Mapa de Riesgos de Corrupción	SI	Bajo	SI
1.2	Publicación del Mapa de Riesgos de Corrupción en la página Web	SI	Bajo	SI
1.3	Identificación de los Riesgos de Corrupción	SI	Bajo	SI
1.4	Análisis del Riesgo	SI	Bajo	SI
1.5	Valoración del Riesgo	SI	Bajo	SI
1.6	Política de Administración de Riesgos de Corrupción	SI	Bajo	SI
1.7	Seguimiento a los Riesgos de Corrupción	SI	Bajo	SI
1.8	Mapa de Riesgos de Corrupción	SI	Bajo	SI
2	Segundo Componente. Estrategias Anti trámites			
2.1	Lineamientos Generales	SI	Bajo	SI
3	Tercer Componente. Rendición de Cuentas			
3.2	La rendición de cuentas. Consideraciones	SI	Bajo	SI
4	Cuarto Componente. Mecanismos para Mejorar la Atención al Ciudadano			
4.1	Mecanismos para mejorar la atención al ciudadano	SI	Bajo	SI

Fuente: Oficina de Control Interno

1.2.4. Seguimiento Plan de Mejoramiento Institucional Suscrito con la Contraloría General de la República

Teniendo en cuenta la gestión realizada por los responsables de ejecutar las actividades,

la Oficina de Control Interno estableció que el Plan de Mejoramiento Institucional suscrito con la Contraloría General de la República (CGR), se encuentra ejecutado en un 50,4 % a 30 de abril de 2014. Es decir, que de las 127 actividades se han cumplido 64 como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 4.
PLAN DE MEJORAMIENTO INSTITUCIONAL

Estado de las actividades	Nivel de riesgo	Actividades	%
Cumplida	Bajo	64	50,4%
Cumplida parcialmente	Mediano	6	4,7%
Pendiente	Alto	0	0,0%
Realización posterior	Ninguno	57	44,9%
Total		127	100%

Fuente: Oficina de Control Interno

1.3. ACOMPAÑAMIENTO Y ASESORÍA

La Oficina de Control Interno, en cumplimiento de su función de asesorar y acompañar a las áreas organizacionales del ministerio, en la observancia de las normas, políticas, procedimientos y demás criterios establecidos para el desarrollo de las funciones de la entidad, emitió documentos de alerta y asesorías, participo en los diferentes comités a los cuales fue convocada, y realizó las respectivas observaciones y recomendaciones a que hubiere lugar.

1.3.1. Asesorías y alertas

En la vigencia 2013-2014 se emitieron 22 documentos de asesoría y 36 documentos de alertas. Entre los documentos emitidos se cuentan los relacionados con los siguientes temas:

Asesoría No. 014 - 2013: Aplicación del numeral 2.1.1 Políticas de Operación, del Manual MECI 1000:2005.

Asesoría No. 015 - 2013: Circular 3 de 2013 de la Agencia Nacional de Contratación Pública, Aplicación Ley de Garantías Electorales.

Asesoría No. 019 - 2013: Terminación unilateral de contratos.

Asesoría No. 020 - 2013: Ley 1530 de 2012 Sistema General de Regalías un año después.

Asesoría No. 021 - 2013: Propuesta del documento "Contexto Estratégico" del Ministerio de Minas y Energía.

Asesoría No. 001 - 2014: Lineamientos y Guía Expedidos por Colombia Compra Eficiente.

Asesoría No. 003 - 2014: Circular Externa No. 002-2014 - DAFP- Declaración de Bienes y Rentas Servidores Públicos.

Asesoría No. 006 - 2014: Capacidad Residual de Contratación.

Alerta 07 -2013: Resolución 159 de 2013 - Modificación del Catálogo General de Cuentas.

Alerta 09 -2013: Decreto 1070 de 2013, Reglamenta Parcialmente el Estatuto Tributario.

Alerta 13 -2013: Decreto 1847 de 2013, Cálculos Actuariales para estimar Pasivos Pensionales.

Alerta 16-2013: Circular Conjunta No. 06-2013- DFP- MinTrabajo – Invitación a sindicalizados a contribuir voluntariamente, por una sola vez y mediante autorización escrita, con el descuento del 1% de su asignación básica con destinos a las federaciones y confederaciones que suscribieron el Acuerdo Colectivo.

Alerta 19 -2013: Directiva Presidencial 10 de 2013, Guía Consulta Previa con Comunidades Étnicas.

Alerta 24 -2013: Manual para Identificación y Cobertura de Riesgos en Procesos de Contratación.

Alerta 26 -2013: Decreto 2865 de 2013, Día Nacional del Servidor Público.

Alerta 28 -2013: Documento Conpes No. 167 del 9 de noviembre de 2013, componente principal de la Política Pública Integral Anticorrupción (PPIA).

Alerta 02- 2014: Circular Externa No. 9 de enero 17 de 2014 - reconocimiento y revelación contable de la adquisición y depreciación de los activos de menor cuantía en el periodo contable 2014.

Alerta 05-2014: Decreto 199 de febrero 7 de 2014 Departamento Administrativo de la Función Pública- Escala salarial 2014.

Alerta 08 - 2014: Resolución 350 y 351 de 15 de abril 2014 Agencia Nacional de Hidrocarburos ,Metodología cálculo precio base liquidación de las regalías de petróleo crudo y precio base de liquidación para las regalías de gas recaudadas en dinero

Alerta 05 - 2014: Documento de Asesoría, Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública

Alerta 10 - 2014: Publicación modelos o minutas por parte de Colombia Compra Eficiente como guía para diferentes tipos de contrato.

Alerta 13-2014: Decreto 943 de 2014, Actualización Modelo Estándar de Control Interno (MECI).

1.3.2. Acompañamientos

La Oficina de Control Interno participó durante

la vigencia 2013-2014 en los siguientes comités : Contratación, Conciliación Coordinación de Control Interno y/o Dirección, SIGME Sectorial de Desarrollo Administrativo y Comité y Junta Administradora del Fondo Especial de Becas.

También acompañó y asesoró a las áreas en los temas de requerimientos de la Contraloría General de la República, formulación de los planes de mejora a los procesos y los planes de mejoramiento institucional suscrito por el ente de control y la entidad.

1.4. FOMENTO DE LA CULTURA DEL CONTROL

La Oficina de Control Interno elaboró documentos de alerta y asesorías, realizó jornadas de capacitación y actualización, y convocó al Ministerio y entidades del Sector Minero Energético.

En la vigencia de 2013 se realizaron dos jornadas de capacitación: "Rol de las Oficinas de Control Interno y Oficinas de Talento Humano en la implementación del SIGEP" presentada por el Departamento Administrativo de la Función Pública (DAFP), Dirección de Empleo Público, realizada el día 6 de septiembre de 2014 y el "Taller Formulación de Planes de Gestión y Nueva Guía de Auditoría para las Entidades Públicas," organizada por la Oficina de Control Interno del Ministerio de Minas y Energía y Formación y Capacitación Especialista F& C Consultores, realizado los días 17 y 18 de diciembre de 2014.

1.5. RELACIÓN CON ENTES EXTERNOS

1.5.1. Atención entes externos

Como canal de comunicación designado por el señor ministro, entre los entes externos y las dependencias de la entidad, la Oficina de Control Interno durante la vigencia 2013-2014 adelantó las siguientes gestiones:

1. Coordinar el desarrollo de las siguientes auditorías regulares y especiales:

Auditorías Regulares:

- Opinión a los estados financieros vigencia 2013.

Auditorías Especiales:

- Fondo de Protección, Solidaria - SOLDI-COM.
- Proyecto Implementación de la Compensación por el Transporte de Combustibles Liquidados derivados del petróleo entre Yumbo y Pasto.
- Fondos FAZNI, FAER, PRONE Y FOES.
- Proyecto Microcentral Eléctrica de Mitú.
- Fondo Nacional de Esmeraldas.
- Política Pública Desarrollo Minero ANM, SGC, UPME.
- Política Pública Expansión Energética UPME, CREG, IPSE, FDN, Super Servicios.

2. Direccionar y realizar seguimiento a solicitudes y requerimientos de información realizados por los entes externos de control.
3. Consolidar la formulación del Plan de Mejoramiento del Ministerio de Minas y Energía suscrito con la Contraloría, el cual contiene las correspondientes actividades de mejoramiento a implementar, con base en los resultados de los Informes de Auditoría Regular y Especiales de la Contraloría General de la República de las vigencias evaluadas.
4. Realizar seguimiento al nivel de cumplimiento del Plan de Mejoramiento Institucional, teniendo en cuenta la gestión realizada por los responsables de ejecutar las actividades.
5. En coordinación con las áreas organizacionales, realizar el seguimiento a las respuestas dadas a las Funciones de Advertencia formuladas por la Contraloría General de la República, sobre temas relacionados con la funciones desempeñadas por el Ministerio de Minas y Energía y entidades del sector



1.5.2. Calificación de los Entes de Control - Contraloría General de la República

1.5.2.1 Opinión sobre los estados contables

La Contraloría General de la República conceptuó que los estados financieros del Ministerio de Minas y Energía, presentan razonablemente la situación financiera, en sus aspectos más significativos por el año terminado el 31 de diciembre de 2013 y los resultados del ejercicio

económico del año terminado en la misma fecha, con los principios y normas prescritas por las autoridades competentes y los principios de contabilidad universalmente aceptados o prescritos por el Contador General de la Nación.

Sin embargo, de acuerdo a los criterios establecidos en la Guía de Auditoría de la Contraloría General de la República para auditar los estados financieros, hay aspectos que afectan la razonabilidad de dichos estados, por tal razón la opinión de auditoría expresada es con salvedades.