

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

COLOMBIA: UN NUEVO PAIS ENERGETICO

1998

COLOMBIA: UN NUEVO PAIS ENERGETICO

179

17c

533 71
C17
E, 1

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**COLOMBIA:
UN NUEVO PAIS ENERGETICO**

Orlando Cabrales Martinez

Santa Fe de Bogotá, D.C., Abril de 1998

POLITICA SECTORIAL

La economía y la sociedad colombiana han experimentado reformas profundas durante la presente década. La Constitución de 1991 consolidó la descentralización política, abrió múltiples espacios a la participación ciudadana, redefinió los derechos económicos y sociales de los colombianos e incorporó por primera vez los principios de protección al medio ambiente dentro de la Carta Política. En respuesta al nuevo mandato constitucional y al actual modelo económico del país, fue necesario introducir reformas estructurales en la organización administrativa y financiera del sector minero energético que atendiera por una parte los parámetros de la carta fundamental en cuanto a los principios y finalidades de las entidades del estado y por otra las exigencias del mercado internacional dentro de un contexto de apertura económica.

A su vez y teniendo en cuenta lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo del Presidente Ernesto Samper, la política sectorial se orientó en materia energética a racionalizar el uso de los energéticos, garantizar una oferta confiable y eficiente de los energéticos, reducir los costos de la canasta energética, aumentar la cobertura del servicio, proteger a los usuarios y promover la competencia en aquellas actividades que lo permitan.

En materia minera en la actualidad la política gubernamental se orienta a fortalecer la estructura institucional del sector, modernizar los instrumentos para el fomento y la financiación del mismo, garantizando un adecuado conocimiento del potencial geológico minero y promover la participación privada en las actividades sectoriales.

El logro de estos objetivos supone la consolidación de una política energética integral que incluye: i) sostenibilidad ambiental, técnica, financiera y administrativa del sector; ii) la creación de incentivos al uso racional de los recursos energéticos, mediante sistemas apropiados de distribución y la aplicación de esquemas tarifarios y de precios que reflejen los costos de producción y distribución; iii) un marco institucional, legal y regulatorio apropiado y un sistema de información que permita a los diferentes agentes actuar en un mercado libre, al tiempo que proteja a los usuarios de actividades monopólicas e incentive la eficiencia a través de la competencia; y iv) el fomento al desarrollo científico y tecnológico, especialmente en las áreas de planeamiento energético, desarrollo de recursos humanos, transferencia tecnológica y adopción de normas de calidad.

Con el objeto de establecer las directrices sectoriales, el Ministerio ha venido trabajando en los Planes Energético y Minero, orientados a consolidar el desarrollo del régimen legal y regulatorio, el saneamiento financiero y el ordenamiento institucional de los sectores minero y energético. En cuanto al sector minero se refiere, la política se orienta a corregir el limitado conocimiento y gestión de los recursos naturales del país, fortalecer el papel del Estado en la fiscalización y control de las actividades sectoriales y mitigar el impacto ambiental que pueda ocasionar este sector.

Por lo anterior era indispensable rescatar la misión fundamental del Ministerio como ente rector del sector en la formulación de políticas, planes y programas, el cual se reestructuró desde 1992 a hasta 1994. La nueva Estructura Organizacional creó las Unidades Administrativas Especiales: Comisión de Regulación de Energía y Gas -(CREG)-, Unidad de Planeación Minero Energética -

(UPME)-, Unidad de Información Minero Energética -(UIME)- ordenadas por el Decreto 2119 de 1993 y la Comisión de Regalías creada por la Ley.

En aras a contribuir al proceso de modernización de las entidades estatales y de racionalización del gasto público puesto en marcha por el actual Gobierno y con la coordinación de la Consejería respectiva, se inició el Plan de Desarrollo Institucional, el cual cubre todos los niveles del Ministerio y de sus entidades adscritas y vinculadas, teniendo en cuenta los siguientes factores principales:

- El proceso dinámico de crecimiento de las exportaciones requiere políticas sectoriales activas orientadas a mejorar las condiciones de competitividad.
- La creciente preocupación sobre la utilización racional de los recursos naturales no renovables dentro de un manejo ambiental adecuado.
- La doble responsabilidad de consolidar las reformas económicas y políticas de los últimos años, así como de garantizar al mismo tiempo que sus beneficios se extiendan al conjunto de la sociedad.
- Aprovechar los beneficios de una mayor especialización, que permita explorar las economías de escala y orientar los recursos productivos hacia aquellos sectores en los cuales el país tiene ventajas competitivas.

La importancia de la óptima utilización de los recursos minero-energéticos es innegable. Como ejemplo de ello, se tiene que Colombia alcanzó una producción minera incluyendo hidrocarburos, del orden de los US\$4.000 millones durante 1994. Su contribución al PIB fue del orden de 5-6% y representó entre el 30 y 40% de las exportaciones nacionales.

Colombia sufrió esa experiencia cuando, por falta de una política de apoyo a la exploración y explotación petrolera, agotó sus recursos conocidos y debió resignarse a importar este recurso con el consiguiente deterioro de su economía. Finalmente pudo superar esta etapa mediante la puesta en práctica de una política petrolera más clara, apoyada en el impulso a la exploración dentro de una acción conjunta del Estado y el sector privado. Lo anterior permitió recuperar la capacidad productiva y generar excedentes para la exportación.

A pesar del ordenamiento institucional del sector energético, aún persisten importantes problemas que se concentran en la inadecuada composición de la oferta de recursos energéticos, la ineficiencia en su uso, las distorsiones de precios, las limitaciones en la infraestructura de producción y transporte, y los vacíos en los esquemas institucionales, regulatorios y financieros.

El propósito es corregir estos aspectos negativos y limitantes mediante una adecuada política de manejo de nuestros recursos energéticos y mineros, que se enmarcó dentro de los planteamientos generales expresados en el Plan Nacional de Desarrollo, con las consideraciones particulares para cada subsector así:

Energía Eléctrica

Como política el Ministerio de Minas y Energía continuó con las acciones tendientes a corregir la excesiva dependencia del suministro de energía con respecto a los recursos hidroeléctricos, las distorsiones en el esquema tarifario, los altos niveles de pérdidas de energía eléctrica y las deficiencias en la gestión empresarial, especialmente en algunas de las empresas distribuidoras.

El Gobierno Nacional con su política orientada a la desintegración vertical de las empresas en las que tiene alguna injerencia y la separación contable de los negocios en las que no existe injerencia con el objeto de evitar los abusos de posición dominante. Se considera que estas medidas dan una mayor transparencia, minimizando las posibilidades de competencia desigual entre los agentes del mercado y mediante la apertura de la bolsa de energía, dar la oportunidad a los generadores para fijar libremente el precio a sus recursos en forma diaria y horaria.

La política tarifaria que adelantó este Gobierno se orientó a desmontar los subsidios extralegales que venían entregando las empresas y a continuar el proceso de ajuste tarifario hasta lograr que las tarifas reflejen los costos de prestación del servicio, bajo un ambiente de eficiencia en el que las empresas sólo otorguen el nivel de subsidios determinados por la ley y la Constitución.

Dentro de la política del Gobierno se promovió la vinculación del sector privado a la expansión, operación y mantenimiento del sistema de generación y distribución, se tuvo como objetivos:

- Liberar al Estado de los compromisos de inversión en nuevas plantas de generación, creando canales adecuados para que los inversionistas privados entren al mercado asumiendo la mayor cantidad posible de riesgos, por ellos manejables.
- Promover la libre competencia entre empresas de generación y distribución de energía eléctrica, con el fin de lograr la minimización de los costos totales al usuario y mejorar la calidad y confiabilidad en la prestación de este servicio.
- Incentivar la permanencia y creación de empresas de tamaños apropiados, con la capacidad técnica y financiera suficientes para responder por las nuevas inversiones y por los compromisos ya adquiridos dentro del sector.

Finalmente fijar el mejor precio, en el caso de venta de activos de generación a privados.

A su vez, es necesario continuar con las acciones tendientes a corregir la inadecuada concentración de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales, la excesiva dependencia de los recursos hidroeléctricos, las distorsiones en el esquema tarifario, los altos niveles de pérdidas de energía eléctrica y las deficiencias en la gestión empresarial, especialmente en algunas de las empresas de distribución eléctrica.

En el marco de la política de racionalización del uso de energéticos se está fomentando el ahorro en el consumo, se está promoviendo la utilización del gas como combustible de uso doméstico en zonas rurales y urbanas y la penetración del gas como combustible de transporte.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG ha venido diseñando el marco regulatorio de los servicios de energía eléctrica. Durante el período 94-98 se avanzó en la definición de la regulación de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Al respecto, la CREG aprobó una serie de resoluciones que permiten intercambios de energía entre empresas eléctricas y comercializadoras en todo el sistema interconectado nacional. Se aprobó la conformación del mercado eléctrico mayorista, con participación de generadores y comercializadores. Se permitió la negociación libre de tarifas y contratos a los grandes

F

consumidores de energía y se les permitió el acceso a distintas fuentes de generación con el fin de lograr menores costos y más eficiencia en los suministros para la industria, se desreguló la tarifa de generación de tal manera que las empresas distribuidoras, comercializadoras y generadoras pueden negociar, en un ambiente competitivo, los precios y las condiciones para el suministro de energía.

También se establecieron por medio de resoluciones, los cargos máximos aplicables a la conexión y uso de la red de transmisión nacional y las redes de distribución, los cuales comenzaron a aplicarse desde el 1º de enero de 1995, lo que significa un cambio de gran importancia en la organización institucional y el suministro de electricidad, eliminando mercados cautivos y proponiendo un esquema competitivo que finalmente redundará en menores costos para el usuario.

Con el objeto de conciliar los ajustes tarifarios programados con los objetivos que busca el Gobierno con el Pacto Social, se revisó el programa de ajuste de las tarifas para usuarios regulados vigente durante 1995. En los años 1996 y 1997, se definieron los planes de ajuste al régimen de tarifas y subsidios residenciales de acuerdo con las prescripciones de las leyes aprobadas recientemente por el Congreso.

Se avanza en la expedición de los códigos técnicos que regulen la planeación, operación y mantenimiento del sistema eléctrico, y las condiciones para la conexión de las redes, mediante un proceso de consulta y discusión con las empresas del sector y los consumidores más representativos.

La intervención estatal en este sector se realiza a través de (23) empresas de generación eléctrica, (7) que poseen líneas de transmisión que hacen parte del sistema de transmisión nacional y más de (30) empresas distribuidoras y comercializadoras de energía.

Petróleo

El crecimiento del sector petrolero colombiano en los últimos años desbordó las expectativas que se traían del pasado, debido al importante aumento del volumen de las exportaciones y el posicionamiento del crudo de Cusiana en los mercados internacionales. Estos cambios se han reflejado en el mayor dinamismo y participación de este sector dentro de la economía nacional. Sin embargo, la industria petrolera requiere de continuidad en las inversiones para su desarrollo, para mantener los niveles de autosuficiencia y de exportación, ser más eficiente y competitiva de acuerdo con las exigencias y nuevas dimensiones del mercado nacional e internacional.

A su vez y como política del Gobierno Nacional se diseñarán estrategias para fortalecer el liderazgo industrial del sector petrolero como uno de los pilares para el desarrollo social y económico del país, a través de grandes esfuerzos financieros y técnicos orientados a:

- Fortalecer el conocimiento del potencial de hidrocarburos del país y orientar la actividad exploratoria para la evaluación de las reservas, incluyendo la promoción internacional de áreas potenciales.
- Aumentar la producción para la generación de mayores ingresos a la economía y autoabastecer el consumo interno.

Gas

En cuanto al gas natural el Gobierno Nacional mantiene la estrategia del Plan de Masificación del uso del Gas con el fin de promover una estructura de consumo de energía más eficiente y conveniente para el país, mediante la sustitución por gas de recursos energéticos de menor eficiencia. Este esfuerzo requiere de inversión privada y del Estado en todas las actividades de exploración, producción, y transporte.

En este sentido se cuenta con las siguientes políticas:

- Construir y operar el sistema de transporte a través de Ecopetrol directamente y con inversiones del sector privado por medio de sistemas BOT o similares, y por concesiones otorgadas mediante procesos de convocatorias adelantados por el Ministerio de Minas y Energía.
- Realizar la construcción y operación de las redes de distribución urbana a cargo de empresas privadas o mixtas, en las que podrán participar los departamentos o municipios.
- Establecer un sistema de regulación especial y elaborar una propuesta de legislación independiente para el subsector, con el objeto de que el gas esté al nivel de los otros recursos energéticos.
- Fijar los volúmenes necesarios para atender al sector residencial, sobre los cuales se mantiene el control de precios al productor.
- Establecer los mecanismos para que los productores y los grandes consumidores puedan acordar libremente los precios de venta.

Dentro de los programas de uso racional de energía se incentivó la sustitución de gasolina y diesel por GNC (Gas Natural Comprimido) y GLP -(Gas Licuado del Petróleo) - (propano)-. Para atender los problemas de suministro de energéticos en el sector rural, se impulsaron programas de distribución de gas propano, que se complementarían con fuentes alternativas de energía y briquetas de carbón mineral. Finalmente, con Presidencia de la República, se definió que el abastecimiento domiciliario de gas propano es un servicio público regulado por la Ley 142 de 1994.

Con el objeto de tener un manejo más apropiado del recurso gas y acorde con la política central del Plan de Desarrollo "El Salto Social", de llegar a una cobertura del servicio de gas domiciliario de 900.000 nuevos usuarios, se consideró fundamental la separación del manejo del gas de Ecopetrol, mediante la creación de una empresa de dedicación exclusiva a la construcción y operación de gasoductos, Ecogas la cual trabaja en, la consolidación del sistema de gasoductos y el desarrollo del régimen regulatorio subsectorial, recientemente expedido.

Minería

Esta administración buscó consolidar y fortalecer el papel del Estado en el sector minero, dando continuidad a la formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero, con el cual se busca dotar a la minería de una carta de navegación consecuente con las actuales políticas económicas del país, propiciando la inversión privada y orientando al estado en su papel planificador, regulatorio, de supervisión y control, y no de inversionista u operador directo de proyectos.

Con base en esta premisa, el Gobierno Nacional dio a la actividad minera una marcada orientación comercial y de mercadeo, por medio de la actualización de la legislación, la evaluación del entorno

económico, la investigación básica en infraestructura, el programa permanente de exploración geológico - minera y el análisis del proceso minero y su manejo ambiental en el país, que permitiera hacer análisis e interpretación que sea aplicable a tareas de identificación y diversificación de la oferta internacional de minerales.

La actualización de la legislación minera, ubicó el marco minero en condiciones de competitividad en el contexto latinoamericano, y hacer de este sector un gran atractivo a la inversión privada, nacional y extranjera, para la cual se presentó un nuevo Código de Minas este proyecto de ley se encuentra en la actualidad a consideración del Honorable Congreso de la República.

En relación con la minería, la Constitución cambió el régimen de regalías reglamentó el desarrollo de actividades mineras en territorios indígenas y de comunidades negras, dándoles a estas bastante autonomía y autoridad, tema que genera algunos problemas graves y que amerita estudios especiales.

El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, diseñó el programa de legalización de explotaciones mineras de hecho, en cumplimiento del Plan Nacional de Desarrollo "Salto Social", en el cual se incluye el sector informal de la minería en programas de asistencia técnica, seguridad minera, crédito asociativo, manejo ambiental y capacitación.

A su vez, el Estado continuó con la política de retiro de su intervención como empresario y de apertura a la participación del sector privado en proyectos de explotación minera. Para el caso Cerrejón, antes de proceder a la enajenación, se adelantan importantes decisiones prioritarias para resolver asuntos relacionados con la infraestructura férrea y portuaria.

El potencial minero del subsuelo colombiano ofrece grandes posibilidades. El hecho de estar sub-explorado, paradójicamente representa una excelente oportunidad para mineros e inversionistas nacionales y extranjeros, particularmente en la actual coyuntura de apertura económica. Estas políticas de internacionalización son las que posibilitarán el desarrollo del sector minero y de productos de valor agregado en una primera etapa de integración vertical, para lo cual son muy importantes tanto la participación de capital y tecnología extranjeros, como el conocimiento y la presencia que tienen las empresas internacionales en los mercados mundiales.

La pequeña y mediana minería generan más de 50.000 empleos directos, contribuyen al abastecimiento de los mercados locales y abastecen gran parte de las necesidades industriales en materia de carbón, materiales de construcción, oro y esmeraldas.

Para lograr el adecuado desarrollo de esta actividad, se promueve la legalización y conformación de organizaciones solidarias para la pequeña minería. A través de éstas se trabaja en programas de asistencia técnica, titularización de explotaciones, acceso a líneas de crédito asociativo, seguridad e higiene minera, manejo y conservación del medio ambiente, divulgación y capacitación.

Por otra parte, existía una alta concentración en los expedientes manejados por el Ministerio que representaba una gran congestión y una demora en los trámites de legalización, que provocaba un fuerte descontento de los titulares de los derechos mineros y un alto desestímulo a su legalización.

A su vez, la asistencia técnica que se le ofrecía a los pequeños mineros era precaria y el conocimiento del suelo y el subsuelo colombiano era muy deficiente lo cual impedía ser más agresivos frente a una política de estímulo a la inversión privada en el sector.

EJECUCIONES Y AVANCES

SUBSECTOR ELECTRICO

Expansión de la Generación

Plan de expansión de generación: el Plan de Expansión de Referencia de Generación fue aprobado por el CONPES en febrero 15 de 1995. Dentro de sus estrategias el plan establece la necesidad de instalar 2696 MW en el período 1995-2000, de los cuales, 1139 MW en plantas térmicas a gas (entre ellos 300 MW que pueden ser a gas o a carbón), 450 MW en térmicas a carbón y 1107 MW en plantas hidráulicas.

Estado de los proyectos de generación: durante este cuatrenio se adelantaron acciones para garantizar el cubrimiento de la energía en numerosos proyectos de variada naturaleza como proyectos nuevos de alta capacidad de generación, compras de energía, desarrollo de proyectos de capacidad restringida para atender programas de electrificación locales y programas de modernización y readecuación.

Los proyectos incluídos en el plan de expansión y algunos otros, a la fecha de elaboración de este informe, presentaban la siguiente situación:

PROYECTOS TERMoeLECTRICOS:

Proyecto de renovación de la planta de Termobarranquilla (TEBSA): este proyecto, con una capacidad de 747 MW, de los cuales 507 MW son netos adicionales, lo ejecuta CORELCA y el consorcio privado ABB-DIstral-LasCaster- Steel-Energy initiatives. El proyecto comprende la instalación en predios de Termobarranquilla de una nueva central que contará con 5 unidades de turbogas y 2 unidades de vapor, Durante 1996 entraron 3 unidades con 97,7MW (c/u), en agosto de 1997 entró la unidad 4, en septiembre la unidad 5 y en noviembre la unidad 6 del mismo año.

Proyecto Termopalpa IV: en marzo de 1995 se presentó el estudio de impacto ambiental y se iniciaron las labores de construcción, en la actualidad se encuentra en montaje, se espera que entre en operación en marzo de 1999.

Planta a gas en el centro del país - Termocentro: ISAGEN adelanta la construcción de una planta termoeléctrica a gas de ciclo simple, con una capacidad instalada de 200 MW, localizada en el corregimiento de Puerto Olaya, Municipio de Cimitarra, departamento de Santander, la cual inició operación en marzo de 1997.

Termodorada. El BID, a través de la Corporación Interamericana de Inversiones (CII), le otorgó un crédito de US\$1,3 millones. El proyecto consiste en el diseño, construcción, establecimiento y operación de una central termoeléctrica de gas de ciclo simple de 50 MW ubicada en el municipio

de La Dorada, Caldas, la cual tuvo un costo total de US\$28,5 millones , y entró en operación en septiembre de 1997.

La Sierra (300 MW). Se concluyó el movimiento de tierras de las obras principales. Los planos de las obras civiles fueron concluidos. Entró en operación la unidad I en febrero de 1998 y en marzo de 1998 la unidad II.

Mamonal 3 (La Candelaria). Planta con una capacidad de 150 MW, ciclo combinado, cuya licencia ambiental para los primeros 95 MW se obtuvo en agosto de 1996. Cuenta con acuerdo para la financiación . El inicio de construcción se estima para el mes de agosto de 1997 y su entrada temprana para el mes de julio de 1998 (98 MW ciclo abierto).

Termogas de Casanare (Cusiana BP). Planta de ciclo abierto dimensionada a 160 MW. Está pendiente la aprobación de la inversión, la fecha prevista de entrada es diciembre de 1999.

Termopacífico. En el primer semestre del presente año finalizaron las negociaciones técnicas comerciales para la construcción. La obra está programada para iniciar en agosto, y la entrada en operación de 200 MW sería en el segundo trimestre del año 2000.

Termoemcall. La firma Westinghouse Electric Corporation obtuvo una orden de compra para proveer el equipo para la nueva planta de 220 MW de potencia. Se espera iniciar operaciones en enero de 1999.

Termo Santander Opón (200 MW). En preparación del sitio de obra, se encuentra en construcción la línea de transmisión. En el mes de marzo de 1997 se firmó el contrato de suministro de gas. Entró en operación en febrero de 1998.

Termoflores. Entraron en operación los primeros 100 MW en 1996.

Termovalle. La unidad I está generando a plena carga sin inconvenientes y la unidad II está proyectada para que entre el próximo julio de 1998.

Termocesar (300 MW). Se están estudiando mecanismos para hacer viable el proyecto. Isagen aprobó la apertura de la convocatoria.

PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Miel I (375 MW): Durante 1995 ISAGEN suscribió y pagó acciones a la Sociedad Hidromiel S.A. por un monto de \$8.346,6 millones. Así mismo el 30 de noviembre se firmó el contrato de compra de energía con Hidromiel S.A. y la firma del acuerdo de accionistas se protocolizó en febrero de 1996. Las fechas de entrada se han reprogramado para enero, abril y junio del 2002.

Porce II. Entrará en operación en abril de 1999, con una capacidad de generación de 392 MW; actualmente el avance de la obra va en un 30%.

Proyecto recuperación Calderas (25 MW): en 1995 se adelantaron los montajes del equipo electromecánico en la Central. La primera unidad entró en operación en junio y la segunda en julio

del presente año, después de la avalancha que sepultó la casa de máquinas, contribuyendo esto a reducir la vulnerabilidad del sistema.

Proyecto Hidroeléctrico de Urrá: está localizado sobre el río Sinú en el Departamento de Córdoba, cuenta con una capacidad de 340 MW -cuatro unidades de 85 MW cada una- y con energía media de 1.412 Gwh/año. En 1994 el proyecto continuó con la contratación de créditos, la construcción de las obras civiles principales, la compra de tierras y las negociaciones con Energomachexport -EME- para el suministro y financiación de los equipos no adquiridos.

En este sentido en 1995, el proyecto multipropósito Urrá el cual pretende generar 340 MW a través de ISAGEN suscribió y pagó 1'300,000 acciones de la Sociedad Multipropósito Urrá S.A y se continuó con el desarrollo del proyecto por parte de Urrá S.A. Se contrató una monitoría internacional con la firma MONENCO AGRA de Canadá, para el seguimiento de los aspectos técnicos, económicos, financieros, ambientales y administrativos.

En la actualidad se realizan los trabajos de colocación de rellenos en la presa, dique y estructura de toma, así como los trabajos en el túnel de descarga y el rebosadero. Las fechas de entrada en operación comercial se estiman para los meses de marzo, mayo, julio y septiembre de 1999.

Proyecto de compra de energía: Compra en firme de energía y potencia -B.O.O.M- 15 años (Build Operate Own and Maintenance) -Termoflores I-
CORELCA contrató con la firma Consorcio Sevillano de Electricidad la compra de energía y disponibilidad de potencia hasta 150 MW. Para esto el consorcio construyó una central generadora en ciclo combinado de 150 MW, la cual venderá a CORELCA energía y disponibilidad de potencia durante un período de 15 años.

A diciembre 31 de 1994 se había cumplido con la primera fase del proyecto, al tener el consorcio una disponibilidad de potencia de 98 MW con una unidad turbogás, trabajando en ciclo abierto, y se encontraba en ejecución la segunda fase, consistente en incrementar la potencia para conformar un ciclo combinado capaz de suministrar una potencia de 147.4 MW. En marzo de 1995 entró en etapa de prueba la primera unidad de vapor de 50 MW. Durante 1996 entró la segunda unidad con una capacidad de 100 MW. La tercera unidad se encuentra funcionando a plena carga con 150 MW, esperando su declaración ante el CND de operación comercial.

FENÓMENO DEL PACIFICO

De que manera se afecta el sector eléctrico: para entender los efectos del fenómeno en el sector eléctrico se necesita comprender el funcionamiento del sistema y la relación del mismo con el clima. Esta relación se presenta en dos niveles: el de la oferta y el de la demanda de energía eléctrica.

Desde el punto de vista de la oferta, la infraestructura de generación se basó, hasta hace poco tiempo, en la utilización de plantas hidráulicas; éstas representan hoy el 69% de la capacidad instalada y son, en su mayoría, plantas filo de agua, condición que hace vulnerable el sector ante las imprevisibles condiciones climáticas.

En épocas de abundante lluviosidad, el sistema se beneficia con una generación a bajo costo, y en temporadas secas (menos frecuentes que las primeras) se utiliza el recurso térmico para atender la demanda. Sin embargo, si las condiciones de sequía son extremas o muy prolongadas, puede afectarse la confiabilidad de la atención de la demanda y llegarse incluso a la necesidad de racionar.

En los análisis de desempeño del sistema se considera que el país presenta dos estaciones una de verano (registrada entre los meses de diciembre y abril) y otra de invierno (entre mayo y noviembre) atrás.

Temperaturas altas acompañan por lo general la temporada seca de modo que se intensifica durante su permanencia el uso de equipos de riego y aire acondicionado, el resultado es un incremento en la demanda de energía eléctrica lo que también puede disminuir la confiabilidad del sistema.

Puesto que una consecuencia del Fenómeno del Pacífico es la disminución en los regímenes de lluvias durante períodos de dieciocho o incluso veinticuatro meses, se prevé la reducción de la confiabilidad de abastecimiento pleno de la demanda, además son muy exigentes los requerimientos sobre el resto de los recursos disponibles de generación que, en nuestro caso, son las plantas de generación térmicas a carbón y gas natural.

INTERCONEXION Y TRANSMISION

Transmisión eléctrica. Plan Putumayo. De los recursos disponibles por valor de \$3.500 millones para el plan de electrificación (interconexión al S.I.N.) se adquirió el conductor para la línea 115 kV Mocoa Puerto Caicedo, y los equipos electromecánicos y de caseta requeridos para las subestaciones de Puerto Caicedo y El Yarumo 115/34.5/13.2 kV, 12MVA. Igualmente se contrató el diseño de la línea Mocoa-Puerto Caicedo - El Yarumo 115 kV, 90 Km así como los estudios de impacto ambiental que faciliten la obtención de la respectiva licencia ambiental.

Interconexión Venezuela-Puerto Carreño. Utilizando las facilidades y facultades ofrecidas por la Ley de fronteras, el ICEL transfirió recursos por valor de \$1.411 millones al departamento del Vichada con el fin de adelantar el estudio de diseño de las obras que permitan interconectar el municipio de Puerto Carreño al sistema interconectado venezolano. En cumplimiento de lo anterior, el 19 de noviembre de 1995 se firmó en Caracas el convenio No. 96-0338-1336 entre la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico CADAPE y la Gobernación del Departamento del Vichada.

Subestación Primavera a 230 kV. Este proyecto, ubicado en el Magdalena Medio, incluye obras de ampliación de la red y la construcción de líneas de transmisión asociadas a la subestación, y ofrece el servicio de conexión a los generadores que instalaron plantas térmicas en la región como Termocentro y Termo Opón. El proyecto alcanzó una inversión de US\$23,9 millones.

Subestación Purnio a 230 kV. Localizada en el municipio de La Dorada - Caldas -, Purnio es una subestación con ocho campos de línea a 230 KV que hace parte del Sistema Interconectado Nacional. La Subestación Purnio mejora la calidad de la evacuación de la energía generada en el Magdalena Medio y aumenta la capacidad de transporte de la región. En un futuro será un nodo de conexión para evacuar la energía de la Central La Miel. El proyecto alcanzó una inversión cercana a los US\$15,3 millones.

Variantes a La Subestación La Sierra a 230 kV. Localizada en el municipio de Puerto Nare - Antioquia -, esta subestación tiene 4 campos de línea de propiedad de ISA y 2 campos de generación de propiedad de Empresas Públicas de Medellín, todos a 230 kV El proyecto fue ejecutado por EPM, y una vez terminado fue transferido a ISA para su manejo. La Subestación La Sierra entra a fortalecer la transmisión de energía en el Magdalena Medio y permite la conexión de la Termoeléctrica La Sierra (300 MW), facilitando el transporte de energía en forma confiable y segura. En diciembre de 1997 la subestación se conectó al circuito San Carlos - Primavera. Las obras de propiedad de ISA tienen un costo de US\$8.8 millones.

Ampliación Subestación Comuneros a 230 KV. Localizada en Barrancabermeja - Santander -, la Subestación Comuneros fue ampliada en un campo de conexión que incluye el nodo de conexión para la planta termoeléctrica de 160 MW, propiedad de Merieléctrica S.A., la cual, una vez entre en operación, será un refuerzo energético para la zona de Santander. La inversión total de la obra fue de US\$3,3 millones.

Línea Guatapé - Jaguas a 230 kV. Está localizada entre las subestaciones de Guatapé y Jaguas en el municipio de San Rafael, Antioquia. Es una línea de circuito sencillo y 16 km. El proyecto incluye la ampliación de campos de línea en las subestaciones Guatapé y Jaguas 230 kV. Estas obras garantizan la evacuación confiable de los 862,5 MW que se encuentran con contrato de conexión en el Magdalena Medio, y reducen pérdidas en potencia y energía en el Sistema Interconectado Nacional. La línea alcanzó un costo de US\$7,9 millones.

Línea Los Palos - Ocaña - San Mateo a 230 kV. Es una línea de doble circuito que va desde la Subestación Palos en Bucaramanga, pasa por la Subestación Ocaña y termina en la Subestación San Mateo, en Cúcuta. Esta línea, además de suministrar más energía y de mejor calidad a Ocaña - localidad que antes era atendida a 115 kV, incrementa la confiabilidad del sistema del nordeste, el cual cubre una importante zona del país; ofrece un nodo de conexión a la Central de TermoTasajero para garantizar la evacuación de su energía; y mejora las condiciones de operación y transferencia de energía con Venezuela. Este el proyecto comprendió, además, la ampliación de los campos de línea hacia Ocaña en las subestaciones Los Palos y San Mateo y la construcción de la Subestación Ocaña a 230 kV. La Línea Los Palos-Ocaña- San Mateo alcanzó una inversión de US\$46 millones.

Compensación Serie en la Subestación San Marcos a 230 kV. Con el propósito de disminuir los sobrecostos de operación del Sistema Interconectado Nacional, mediante inversiones eficientes de compensación reactiva, se instaló la compensación serie en la Subestación San Marcos. Esta obra mejora las condiciones de transferencia de energía, en particular en época de verano, y la confiabilidad del suministro de energía en todo el suroccidente colombiano, especialmente en el Valle y la zona cafetera. Con la compensación se obtiene una disminución en las pérdidas totales, y se mejora la capacidad de respuesta transitoria y dinámica y el comportamiento de las variables del sistema. La obra, ubicada en el municipio de Yumbo, incluye una compensación capacitiva de 72 MVAR que incrementa las transferencias de energía al Valle del Cauca en 720 MVA. El costo fue de US\$6,6 millones.

Línea Betania – Ibagué a 230 kV. Esta línea opera como complemento de la Línea La Mesa - Mirolindo y conforma un anillo de la red interconectada hacia el sur del país, permitiendo mayor confiabilidad al sistema de transmisión y mejorando las condiciones para la evacuación de la energía de la Central Hidroeléctrica de Betania. Localizada entre Yaguará-Hulla e Ibagué Tolima, la Línea Betania-Ibagué tiene una longitud de 206 Km, consta de un circuito sencillo y capacidad de transferencia de 347 MVA. Su amplia capacidad de transferencia aumenta la confiabilidad del servicio de energía, principalmente en los departamentos de Hulla, Tolima, Caquetá, Cauca, Valle del Cauca y Nariño. La inversión en la Línea Betania - Mirolindo fue de US\$31 millones.

Ampliación Transformación Subestación Chinú 500/230/115 kV. Con la conexión definitiva de nuevos equipos en la Subestación Chinú, los departamentos de Córdoba y Sucre reciben una mejor calidad en el servicio de energía eléctrica. Con esta obra finaliza la tercera etapa del desarrollo del proyecto Chinú, el cual amplía la capacidad de transformación, al adicionar un segundo banco de autotransformadores que garantiza la atención de la demanda a los usuarios de Electrocórdoba, Electrosucre y Electromagangué. En el proyecto se hizo una inversión cercana a los US\$ 9 millones

Obras de distribución eléctrica. En el año de 1996 el ICEL adelantó obras de construcción de redes de distribución, y adquisición e instalación de plantas diesel en diversas localidades de las zonas no interconectadas por valor de \$8.400 millones provenientes del F.N.R., Presupuesto Nacional y recursos propios. EL ICEL ha adelantado la gestión ante el Gobierno Nacional para la asignación de recursos tendientes al cumplimiento de su objetivo social. En ese sentido y mediante proyecto de Ley de presupuesto 1997 se han asignado \$42.383 millones de los cuales \$8.028 millones corresponden a generación eléctrica destinados a la continuación de las obras de las pequeñas centrales de Bahía Solano y Mitú, la construcción de una nueva central en el municipio de Jurado (Chocó) y la repotenciación de la pequeña central Hidroeléctrica de Guacamayas (Caquetá); \$27.600 millones corresponden a transmisión eléctrica destinados a construcción de la línea Mocoa - Puerto Caicedo - Yarumo en el Putumayo, remodelación de redes en el municipio de Mitú y la implantación del programa de electrificación rural mediante la tecnología de subestaciones capacitivas, y \$6.755 millones se destinarán a obras de subtransmisión eléctrica, sistemas de distribución y plantas diesel, y generación de energía eléctrica no convencional mediante la instalación de sistemas de energía solar.

OTRAS ACTIVIDADES

Plan de Obras Prioritarias de la Región Caribe -PLANIEP-

OBRAS	UBICACIÓN	FECHA ESTIMADA FINAL. DE OBRAS
Electrificación Veredas de Tamalameque	Cesar	15-Mar-98
Construcción dos Circuitos Primarios Riohacha	Guajira	15-Mar-98
Proyecto de electrificación Remolino	Magdalena	30-Mar-98
Remodelación Línea 34.5 KV. Riohacha-Camarones	Guajira	30-Marz-98
Subestación Coveñas 110/34.5 KV 14 MVA Encapsulada	Sucre	31-Marz-98
Líneas Chinú- San marcos 110 KV (60 Kmts)	Córdoba-Sucre	30-Abr.-98
Línea San Marcos –Majagual (90 Kmts)	Sucre	30-Abr-98
Electrificación localidades Achi y Montecristo	Bolívar	30-Abr-98
Segundo Circuito Chinú-Boston (Sincelejo)110 KV (20 Kmts)	Córdoba-Sucre	30-Abr-98
Cambio Calibre conductores Riohacha y Maicao	Guajira	30-Abr-98
Ampliación Subestación Cerromatoso 30 MVA y subtransmisión Asociada 34.5 KV	Córdoba	01-May-98
Ampliación Subestación manzanaras 14 MVA	Magdalena	01-May-98
Línea Tolviejo-El Carmen 110 KV (58Kmts)	Sucre-Bolívar	15-May.98
Línea Bostosn Tolviejo 110 KV (26 Kmts)	Sucre	15-May-98
Línea Tolviejo-coveñas 110 KV (27 Kmts)	Sucre	15-May-98
Ampliación Sbestación Fundación 20 MVA	Magdalena	15-May-98
Ampliación S/E Codazzi	Cesar	15-May-98
Ampliación S/E Sabanalarga	Atlántico	31-May-98
Ampliación S/E Boston	Sucre	31-May-98
Ampliación S/E Montería	Córdoba	31-MAY-98
Línea 34.5 KV Valledupar-Valencia de Jesús Aguas Blancas -Mariangola (50 Kms) y Subestaciones Asociadas.	Cesar	31-May-98
Subestación 5 MVA y línea San Onofre-Berrugas 34.5 KV (12 Kmts)	Sucre	31-May-98
Línea Carreto-Calamar 66 KV (30 Kmts)	Bolívar	31-May-98
Subestación río Sinú (Montería) 110KV	Córdoba	05- Jun- 98
Adecuación línea El Banco - Guamal 34.5/13.8 KV	Magdalena	05-Jun-98
Líneas Plato- Real del Obispo 28 Kms y Plato - Apure	Magdalena	05-Jun-98
Ampliación S/E Malambo	Atlántico	05- Jun- 98
Línea Codazzi- zona Carbonífera 110 KV(55 Kms)	Cesar	10-Jun-98
Subestación Salamina 30 MVA y línea Sabanalarga Salamina 110 KV(25 Kmts)	Atlántico-Bolívar	15-Jun-98
Subestación Tierra Alta 30 MVA y línea Tierra Alta Montería 10 KV (74 Kmts)	Córdoba	15-Jun-98
Línea Sabanalarga- Malambo 110 KV (32 Kmts)	Atlántico	15-Jun-98

Continuación

OBRAS	UBICACIÓN	FECHA ESTIMADA FINAL. DE OBRAS
Subestación Sincé 110 KV 30 MVA	Sucre	15-Jun-98
Subestación Planeta Rica 110 KV 50 MVA y línea Planeta Rica Cerromatoso 110 KV (53 Kmts)	Córdoba	30- Jun-98
Remodelación Redes Primarias y Secundarias Riohacha	Guajira	30 -Jun- 98
Subestación Sierra Flor (Sincelejo) 110 KV	Sucre	30-Jun-98
Subestación Gaira 110 KV 60 MVA y Subtransmisión Asociada	Magdalena	30-Jun-98
Ampliación Subestaciones planta Valledupar 30 MVA y Salguero Valledupar 14 MVA y Subtransmisión	Cesar	30- Jun-98
Subestación Nueva Riohacha 110KV 30 MVA	Guajira	30-Jun- 98
Línea Silencio Nueva Barranquilla 110 KV(3 Kms)	Atlántico	30-Jun -98
Adecuación Líneas y Subestaciones Sur de la Guajira 34,5 KV	Guajira	30- Jun- 98
Ampliación Subestación Zambrano 66 KV 48 MVA	Bolívar	30- Jun-98
Ampliación S/E Riohacha	Guajira	30- Jun-98
Ampliación S/E Tolviejo	Sucre	30- Jun- 98
Subestación Cordialidad 110 KV	Atlántico	10- Jul -98
Subestación El Carmen 110 KV	Bolívar	15-Jul-98
Remodelación Redes Primarias y Secundarias Islas Providencia- Santa Catalina	San Andrés	15-Jul-98
Remodelación Subestación zona Bananera	Magdalena	15-Jul-98
Construcción nueva subestación Isla San Andrés (25 MVA) línea (34.5 KV)	San Andrés	31- Jul-98
Construcción red subterránea y remodelación redes	San Andrés	31-Jul-98

Fuente: CORELCA - PLANIEP

ELECTRIFICACIÓN EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

Para 1994 las zonas no interconectadas del país cubrían un área cercana a 600.000 km², que representaba alrededor del 52% del territorio nacional. La cobertura de la prestación del servicio en estas zonas no superaba un 50% de los usuarios potenciales y la confiabilidad de la prestación del servicio, medida en términos de su duración, no alcanzaba un 30%. De otra parte, y teniendo en cuenta que la oferta de energía, se basaba exclusivamente en soluciones diesel, la cual encarece los costos de prestación y limita las posibilidades del Estado y de los usuarios para acceder al servicio.

El ICEL en desarrollo de la atención de electrificación de zonas no interconectadas, adelantó durante 1994 los proyectos de generación y transmisión cuyos montos de inversión ascendieron a \$ 2.243.7 millones de pesos.

En 1995 ISA tuvo al servicio de sus clientes el 73.33% de la Red de Interconexión Nacional con 1.065 Km de líneas y 4 subestaciones en el nivel de 500 kV, 5.507 Km y 22 subestaciones en 230 kV y 1.800 MVA de transformación 500/230 kV ubicados en las subestaciones San Carlos y Sabanalarga.

El servicio de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) es prestado a todos los generadores y comercializadores participantes del libre mercado de energía. El servicio de uso se remunera mediante la aplicación de los cargos por uso del STN a las empresas generadoras y comercializadoras. Para el año 1995, el total de ingresos por uso del STN causado a favor de ISA ascendió a \$113 mil millones.

En el año de 1996 el ICEL continuó con el desarrollo de las obras de construcción de la pequeña central de López Puerto Sergio en el departamento del Cauca por un valor contratado durante 1995 de \$2.329 millones y una ejecución de \$950 millones durante la presente vigencia. La capacidad prevista es de 500 KW con la cual se suministrará el servicio de energía en las localidades de Inspección de España, San Antonio, Corrientón y López de Micay.

Durante la vigencia de 1997 se gestionó ante el Ministerio del Medio Ambiente, Ministerio del Interior y comunidades indígenas del Vaupés los trámites y requerimientos para la obtención de la licencia ambiental que permite al ICEL licitar las obras de construcción de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Mitú con una capacidad de 1.800 KW. Igualmente se gestionó ante el D.N.P. Minminas y Minhacienda el trámite de vigencias futuras por valor de \$12.258,4 millones, de tal manera que se permita contratar la ejecución total de proyectos por un valor estimado de \$13.758,4 millones.

Los proyectos más importantes que se adelantaron en la vigencia de 1997, que serán concluidos y puestos en funcionamiento durante el año 1998 son los siguientes:

Pequeña Central Hidroeléctrica de López de Micay-(Departamento del Cauca), con una capacidad total instalada de 500 Kw y un costo de \$ 5.000 millones; actualmente se encuentra en operación, desde el mes de abril de 1998.

Pequeña Central Hidroeléctrica de Bahía Solano-(Departamento del Chocó), con una capacidad total instalada de 2.200 Kw y un costo de \$18.000 millones. De acuerdo a la programación de las obras, el proyecto estará concluido para el mes de julio de 1998.

Plan de Energización del Putumayo: actualmente se adelantan las obras correspondientes a la construcción de la Línea Mocoa - Puerto Caicedo a 115 kV y las subestaciones de Puerto Caicedo a 115 y Puerto Asis a 34.5 kv con una inversión de \$6.000 millones. De acuerdo al cronograma de actividades contractuales, las obras estarán terminadas y puestas en servicio para el mes de julio de 1998.

Repotenciación de la central Termoeléctrica de Guapi - (Departamento del Cauca): se han construido las obras civiles de adecuación de la Subestación, se reparó una unidad generadora de 2.100 kW y se adquirió un nuevo grupo electrógeno de 1.300 kW. El valor total del proyecto es de \$ 1.000 millones y empezó su operación en marzo de 1996.

Microcentral de La Vuelta - Municipio de Lloró (Departamento del Chocó). Durante 1997 se procedió a la adquisición y legalización de la Microcentral en el Departamento del Chocó por un valor de \$800 millones, la cuál será sometida a un diagnóstico para su reparación y repotenciación.

Pequeña Central Hidroeléctrica de Mitú (Departamento del Vaupés). Durante el mes de diciembre de 1997 se contrataron las obras correspondientes a la construcción de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Mitú, por un valor de \$ 12.500 millones de pesos y se tiene programada la iniciación de las obras, una vez el Ministerio del Medio Ambiente defina el recurso de reposición interpuesto por el ICEL y expida la Licencia Ambiental.

Interconexión Eléctrica Puerto Rico - San Vicente del Caguán (Departamento del Caquetá). Actualmente en operación, comprende dos subestaciones de 34.5 / 13.2 kV y una línea de 50 kilómetros a 34.5 kV por un valor de \$2.000 millones y 2.500 usuarios beneficiados.

PARTICIPACIÓN DEL SECTOR PRIVADO EN GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Con el objetivo de promocionar la competencia y la vinculación de nuevos agentes a los negocios de generación, el Gobierno Nacional durante 1996 emprendió la tarea de privatizar algunos activos de generación, de tal manera que en un futuro sean esos nuevos inversionistas los que asuman los proyectos de expansión del sistema, tradicionalmente bajo la responsabilidad del estado. Dichos activos son:

ACTIVOS DE GENERACIÓN OFRECIDOS EN VENTA

Planta	Propietario	Capacidad (MW)	Fuente de Producción	Entrada en Operación	Localización	Precio Base US\$ Millones
Tasajero	Nación	150	Carbón	1985	Norte de Santander	30,0
Termocartagena	Nación	179	Carbón	1980	Cartagena	15,0
Betania	Nación	500	Hidráulica	1987	Huila	360,0
Chivor	Isagen	1,000	Hidráulica	1977/1982	Boyacá	600,0
Gualanday	Ecopetrol	41	Gas	1992	Tolima	20,0
Yumbo	Ecopetrol	39	ACPM	1992	Valle del Cauca	12,5
Ocoa	Ecopetrol	40	ACPM	1993	Meta	20,0

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Producto de lo anterior, al finalizar el año 1996, el consorcio chileno CHILGENER adquirió el 99,01% de Chivor por un valor de US\$645 millones, la también empresa chilena ENDESA adquirió la central de Betania por US\$497 millones mientras que el Consorcio de Electricidad de Caracas adquirió el 14,25% de las acciones de Termocartagena. Es importante resaltar la participación del sector solidario que adquirió el 85,75% de las acciones de Termocartagena y el 58% de la Central de Termotasajero. En este proceso de privatización quedó pendiente un 42% de la Central Termotasajero y las tres térmicas propiedad de Ecopetrol, Gualanday, Yumbo y Ocoa, las cuáles fueron ofrecidas nuevamente durante 1997.

Durante el año 1997, grandes hechos nacionales en el sector energético hicieron parte de las actividades a destacar. Igual que en 1996, el Gobierno continuó con el proceso de reestructuración de las empresas del sector energético, principalmente de las dedicadas a la generación

eléctrica. Tal fue el caso de la venta del 56.7% de la empresa EPSA al consorcio Electricidad de Caracas y Houston Industries de los Estados Unidos por \$535.000 millones.

En el caso de la Empresa de Energía de Bogotá después de haber sido escindida en tres empresas, una matriz EEB y dos subsidiarias, Emgesa dedicada al negocio de la generación y Codensa dedicada al negocio de la distribución y comercialización, se procedió a su capitalización. El valor capitalizado ascendió a la suma de US\$2.176 millones siendo los nuevos socios de Emgesa la empresa Capital Energía S.A. compuesta por las empresas Endesa Chile y Endesa Desarrollo de España y de Codensa la empresa Luz de Bogotá compuesta por Enersis de Chile, Chilectra de Chile y Endesa Desarrollo de España.

Proceso Corelca y Electrificadoras de la Costa

Se contrató el Consorcio CS First Boston - Inverlink. Fecha de iniciación: 9 de diciembre de 1997; plazo del contrato: 8 meses. Durante el primer semestre se ha iniciado la fase de recopilación de información y due diligence legal, técnico y contable. El proceso debe culminar con la separación total de los negocios de generación-comercialización, transmisión y distribución y con la vinculación de capital privado a todas las Empresas. La vinculación de capital privado se llevará a cabo mediante capitalización y/o venta de acciones de las Empresas actuales, o de nuevas empresas que resulten del proceso de reestructuración que recomienden los asesores y que acoja el Gobierno. Se impulsará la democratización de la propiedad y el desarrollo del mercado de capitales colombianos.

Proceso Electrificadoras Del Centro Sur y Pacífico: Tolima, Huila, Quindío, Meta, Cundinamarca, Caqueta, Cauca, Nariño y Chocó.

Se terminó la elaboración de los términos de referencia para la contratación del Asesor (Banca de INVERSIÓN), cuyo objetivo principal es la definición de estrategias adecuadas para la vinculación de capital privado a estas empresas. En este momento se está haciendo la precalificación del asesor que será escogido para finales de junio. El proceso de contratación se realiza a través del Fondo de Apoyo al Sector Eléctrico, administrado por la FEN. El plazo de ejecución del contrato sería del orden de 6 meses.

Incorporación de Capital Privado de Isa enfatizando la Participación Ciudadana.

En diciembre de 1996, la Junta Directiva aprobó la vinculación de capital privado a ISA con el fin de convertirla en una sociedad anónima abierta, cuyas acciones se transen en las bolsas de valores, manteniendo su condición de empresa de servicios públicos en la cual la nación participa con más de 505 de su patrimonio.

Luego de un proceso de selección, en el cual participaron destacadas firmas de banca de inversión nacionales e internacionales, se suscribió en el mes de mayo el contrato con la Unión Temporal conformado por J.P. Morgan Schorders y Corfivalle, con el objetivo de realizar las actividades requeridas para la incorporación de capital privado a ISA en un proceso desarrollado conjuntamente con la empresa y sus accionistas.

En el transcurso del año, se avanzó decisivamente en la estructuración de la operación y en el mes de octubre se definió, por parte de la Junta Directiva y la Asamblea General Extraordinaria, la estrategia mediante la cual se realizará la vinculación del capital privado. Por su parte, la CREG

expidió en el mes de noviembre la Resolución 218, con la cual se modifica la regulación para la actividad de transmisión. A su vez, el CONPES aprobó en el mes de diciembre el proyecto desarrollado por ISA, enfatizando el programa de participación ciudadana.

El programa de Participación Ciudadana corresponde a un aproximado 40% de la emisión accionaria, cuyo valor total se aproxima a los 200 millones de dólares, e incluye además, tramos para los inversionistas institucionales y para los empleados y jubilados de la compañía.

La presencia de ISA en los mercados de capital no se limita a esta oferta accionaria, también como parte del programa de vinculación de capital privado se preparan emisiones de bonos nacionales e internacionales, por un monto autorizado hasta 200 millones de dólares. Con estas operaciones la empresa ampliará significativamente sus fuentes de financiamiento, logrando acceder a aquellas fuentes que le resulten más favorables, según las condiciones que presente el mercado en un momento determinado.

PROMOCION DE LA PARTICIPACION PRIVADA

ACUERDO DE EFICIENCIA	EJECUTADO 95-97	ESPERADO 98	TOTAL
21 entidades con participación privada	6 entidades (28%)	10 entidades	16 entidades (76%)
Capacidad de Generación Privada	5795 MW (48% de la cap. total)	710 MW	6505 MW (50%)
Distribución (GWh de demanda)	15100 GWh (35 % de la dem. Total 1997) (1)	13450 GWh (2)	

- (1) Venta de EPSA y capitalización de la EEB.
 (2) Electrificadoras en proceso de promoción privada

CREDITOS FEN AL SECTOR

En el año 1996 el Gobierno Nacional, a través de la Financiera Energética Nacional (FEN), aprobó créditos por aproximadamente US\$1.000 millones de los cuales el 44,2% correspondió a créditos nominados en dólares y el 55,8% en pesos.

Del total de créditos aprobados, el mayor valor 47,2% (US\$472,1 millones) fue destinado al pago del servicio de deuda externa, garantizada por la Nación, a cargo de la EEB, ISAGEN y CARBOCOL. Le siguen en su orden los créditos para el Plan de Obras Prioritarias de la Región Caribe -PLANIEP- en cuantía de US\$268,2 millones correspondientes al 26,8% del total, así como los destinados a ISAGEN para cubrir faltantes por concepto de obligaciones pendientes con la EEB para el proyecto El Guavio (US\$100 millones) y los correspondientes al déficit de CORELCA durante el año 1996 por US\$68,9 millones.

Los créditos restantes en 1996 (US\$90,7 millones), tuvieron por objeto la financiación de programas de inversión en generación de energía eléctrica, remodelación de redes, construcción

de gasoductos y adquisición de acciones de propiedad de la Nación en activos de generación de energía eléctrica.

Un porcentaje significativo de los recursos (97%), fue canalizado hacia el subsector eléctrico, en tanto que el 2,4% al subsector de carbón y el 0,6% a inversiones en el subsector de gas.

Durante el año 1997 la Nación a través de la FEN aprobó créditos por aproximadamente US\$1.042.8 millones de los cuales el 57.6% correspondió a créditos en dólares (US\$601.0 millones) y el 42.4% (US\$441.6 millones) a créditos en pesos.

Del total de créditos aprobados, el mayor valor por US\$658.3 millones, 63.1%, se destinó a la financiación de las inversiones, intereses, aportes y otros costos financieros y legales requeridos para adelantar la construcción del proyecto Hidroeléctrico Miel I. Le siguen en su orden los créditos para financiar inversiones de Ecopetrol en cuantía de US\$137.2 millones correspondientes al 13.2%, así como los otorgados a EEB, Urra, CARBOCOL para pagos del servicio de deuda externa garantizada por la Nación (10.8%) y a CORELCA para cubrir el déficit del año 1997 y para financiar del Programa PLANIEP por US\$103.4 millones. (10.0%). Los créditos restantes (US\$31.8 millones), tuvieron por objeto la financiación de programas de inversión en subtransmisión y distribución de energía eléctrica, instalación de redes de gas, y adquisición de acciones de la Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P-EPISA.

Un porcentaje significativo de los recursos (83.9%), fueron canalizados hacia el subsector eléctrico, el 13.4% al sector petróleo, en tanto que el 2.7% al subsector de carbón y el 0.1% a inversiones en el subsector de gas. Es importante destacar que el 85.6% de los créditos se orientó a empresas públicas y el 14.4% a empresas privadas, especialmente para el desarrollo de proyectos BOOT en subtransmisión y distribución de energía y a inversiones en el sector petrolero.

SUBSIDIOS, PRECIOS, TARIFAS.

Subsidios: La asignación de transferencias del presupuesto nacional por política de subsidios a mercados débiles en 1995 por energía 3.794.50 millones de pesos.

El Ministerio de Minas y Energía asignó subsidios a las zonas no interconectadas, atendidas por el ICEL, \$ 7.523 millones, para 257 localidades ubicadas en las zonas que se encuentran bajo la cobertura del Instituto.

La asignación de transferencias del presupuesto nacional a mercados débiles en 1996 fue de 106.662.12 millones de pesos y en 1997 fue de 109.339.21 millones de pesos.

Bolsa de energía

La Bolsa de Energía es una figura comercial para recibir ofertas y demandas del mercado eléctrico a través de la compra y venta de energía en un ambiente de competencia. Su objetivo primordial es permitir que el mercado nacional de electricidad opere mediante un esquema de libre oferta y demanda, para lograr una mayor economía en los costos de la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN- con beneficio directo para empresas, generadoras, comercializadoras y usuarios industriales, e indirectamente, para los usuarios finales.

ISA, Interconexión Eléctrica S.A en cumplimiento de sus funciones contribuyó en 1995 a la implantación del mercado mayorista con el mejoramiento de los servicios operativos y con el diseño y puesta en servicio de la Bolsa de Energía y del Sistema de Intercambios Comerciales, acorde con las regulaciones de la CREG.

A partir del primero de enero de 1998, entraron en aplicación las fórmulas tarifarias definidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG.

OTRAS FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA

Entre las ejecutorias más importantes que el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas INEA adelantó durante 1994 –1997 se destacan:

- Censo, evaluación y caracterización de los sistemas solares térmicos para calentamiento de agua instalados en Colombia.
- Censo, evaluación y caracterización de los sistemas solares fotovoltaicos instalados en Colombia.
- Diseño y construcción de obras civiles y montaje electromecánico de la minicentral de San Lucas (departamento de Bolívar) con una capacidad de 120 KW.
- Diseño y construcción de un sistema híbrido solar fotovoltaico-diesel para el Hospital de Nazareth (Guajira) con capacidad de 12 KW.
- Evaluación del potencial hidráulico aprovechable para desarrollo de proyectos hidroeléctricos a pequeña escala en las cuencas del río Chicamocha y el departamento de Cundinamarca.
- Diseño para el aprovechamiento energético de la cascarilla de arroz en Colombia (En ejecución).
- Diseño, construcción y evaluación de un gasificador de biomasa en el INEA. (Se realizó la fase de diseño).

Uso racional de energía

En la actualidad el subsector adelanta un programa Nacional de uso racional de energía, que incluye las siguientes acciones prioritarias: i) la sustitución de electricidad por gas natural y GLP (gas propano) en el sector residencial; ii) las campañas educativas dirigidas a los consumidores buscando crear una cultura de uso racional de energía; iii) los programas de uso eficiente promovidos por el INEA detallados así:

Durante 1994, el INEA elaboró el Plan URE (Plan de Uso Racional de Energía) y adelantó el concurso de méritos para contratar la consultoría en el campo del ahorro, conservación y uso eficiente de energía.

Por iniciativa del Ministerio de Minas y Energía y del INEA, se elaboró la directiva ministerial de marzo de 1995, por la cual se indica la conveniencia nacional de introducir masivamente el uso de las lámparas de sodio alta presión (1.2 millones), desplazando así las incandescentes y las de mercurio. iii) apoyo a la gestión de carga eléctrica en el sector industrial. Este programa utilizará recursos del IFI y estará encaminado a la introducción de equipos eficientes en la industria y en la cogeneración, iv) campañas de divulgación de uso racional de energía eléctrica, v) arquitectura solar. Se introducirán

normas para que en los proyectos nuevos se aproveche el recurso solar para la iluminación y el calentamiento de agua y medio ambiente.

En este campo se suscribió el Convenio de Gestión y la promoción del programa de bombillería eficiente, en el cual se llegaron a identificar dos estrategias: venta de contado para estratos altos, soportada en una reducción del precio y en un sello verde y venta a crédito para estratos bajos, que no pudo ser implementada por imposibilidad de comprometer la cartera de las electrificadoras como era requerido por la FEN.

SUBSECTOR DE HIDROCARBUROS-PETROLEO

El Ministerio adelantó varios estudios, otorgó permisos, preparó y promovió la expedición de documentos legales y atendió la reversión de concesiones, como se presenta en el siguiente resumen:

- Por sus propias exigencias ambientales y del Ministerio del Medio Ambiente, se dió inicio a los proyectos de Inyección de Aguas Residuales en los Campos de Palagua, Teca, Velásquez; en el Valle medio del Magdalena, Trinidad, Tocaria, Los Toros, Sardina y La Gloria en los Llanos Orientales.
- Dió aprobación al proyecto de inyección de agua en las arenas K-2A del Cretáceo del Area de Matanegra en el campo Caño Limón, con lo cual se espera recuperar volúmenes adicionales de crudo.
- Adelantó los estudios pertinentes para la elaboración de los nuevos formatos técnicos que deben ser diligenciados por las compañías operadoras con el fin de presentar los informes y tramitar los permisos respectivos para los trabajos a realizar.
- Elaboró los pronósticos de producción de petróleo por campo y de regalías por municipios hasta el año 2000, con el fin de que los diferentes entes territoriales beneficiarios puedan proyectar sus programas de inversión para el desarrollo del país.
- Aprobó el Plan integral para la explotación unificada de la estructura petrolífera de Cusiana.
- Aprobó la iniciación de explotación del Campo Río Chitamena como parte del plan integral para la explotación unificada del Campo Cusiana.
- Atendió la reversión de las siguientes concesiones: Jobo-Tablón en agosto de 1994, Neiva-540 que se realizó el 17 de noviembre de 1994, Zulia en abril 23 de 1995.
- Se decidió aumentar la producción para la generación de mayores ingresos a la economía y autoabastecer el consumo interno, durante el periodo 1995-1998 en 246 Kbd con la entrada de Cusiana y Cupiagua.
- Se buscó asegurar el autoabastecimiento de crudo durante el período 1995-1998 se aumentó en 10 el número de pozos perforados.

EXPLORACION

El año de 1995 marca el inicio de la recuperación de los niveles de contratación petrolera con respecto a los años anteriores, como resultado de los ajustes incluidos al modelo de contratación y a la política petrolera realizados durante el mismo año, presentándose un incremento de 72 contratos en 1994 a 83 contratos vigentes a finales de 1995.

La perforación exploratoria presentó disminución con relación al año anterior al pasar de 30 pozos perforados en 1994 a 16 durante 1995. Sin embargo, otros siete pozos se encontraban en perforación al 31 de diciembre de 1995, incluido el pozo Coporo-1 perforado directamente por Ecopetrol. De 10 pozos exploratorios perforados, 3 de ellos (Gaván de Ecopetrol y Floreña y Pauto Sur de la Asociada BP) confirmaron el descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos. Con estos resultados la relación de éxito para el año de 1995 fue de 30%, una de las más altas en la historia petrolera del país.

La actividad exploratoria y los estudios de reevaluación de yacimientos por los asociados adicionaron, por concepto de nuevas reservas, 27 Mbbls de petróleo, el balance de las reservas remanentes del país al 31 de diciembre de 1995 es de 2.948 Mbbls de petróleo.

EXPLORACION Y PRODUCCION DESARROLLADAS POR ECOPETROL

Pertencen a esta estrategia las actividades que se adelantan en el bloque Medina, ubicado en el piedemonte llanero, aproximadamente 80 kilómetros al sur de los Campos de Cusiana y Cupiagua. Durante 1994, en forma directa, Ecopetrol ejecutó 38 proyectos de interpretación geológica y geofísica, el reprocesamiento de 8.255 kilómetros de perfil, la adquisición de 1.179 kilómetros de perfil sísmico 2D y la perforación de cuatro pozos. Se invirtieron US\$16.3 millones en geofísica y US\$ 9.2 millones en la perforación de pozos.

Adicionalmente, Ecopetrol concluyó con la interpretación de los 125 kilómetros cuadrados de sísmica tridimensional adquirida en el área de Apiay durante el año de 1993, con resultados altamente satisfactorios, que llevaron a reevaluar e incrementar las reservas recuperables de crudo en 60 millones de barriles.

OPERACIONES EN ASOCIACION

En 1994 la actividad exploratoria del país se vio disminuida con respecto a la actividad registrada en 1993. Durante ese mismo año las compañías asociadas realizaron 1.031 Km. de sísmica con un costo de US\$ 18 millones, en tanto que se perforaron 26 pozos exploratorios, los cuales demandaron inversiones de US\$ 167 millones.

Dentro de las inversiones en exploración realizadas en los contratos de participación de riesgo, Ecopetrol participo con US\$ 1.5 millones, las cuales corresponden a los contratos Santana en el Putumayo (Argosy) y Andaquies en el departamento del Putumayo/Caquetá (Repsol).

Durante 1994 Ecopetrol realizó inversiones de desarrollo en los campos en explotación por un valor de US\$ 272.1 millones, cifra ésta que incluye el proyecto Cusiana, así como la construcción y ampliación de oleoductos. Dentro de este programa se perforaron 39 pozos en desarrollo, de los cuales el 59% se localizó en la cuenca de los Llanos.

Del total de las inversiones para desarrollo, US\$ 67.2 millones corresponden a los contratos de asociación en explotación, dentro de los cuales merecen destacarse los siguientes: el contrato OXY- Cravo Norte en el cual se invirtieron US\$16 millones, destinados a la perforación de pozos de desarrollo y a la construcción de una planta de tratamiento de agua de inyección en los pozos de Caño Limón; el proyecto Casanare sur, que comprende los contratos de asociación Casanare, Estero, Garceró y Orocué, demandó inversiones por US\$17 millones destinadas a la construcción de obras de infraestructura de producción y de transporte de crudo de los campos del sur hasta Arguaney; el proyecto Mary Miraflores, desarrollado dentro del contrato Santana con inversiones de US\$ 11.2 millones orientadas básicamente a la construcción de una estación de tratamiento y manejo de crudo y la construcción de dos tramos de oleoducto, uno de 12 Km. entre Mary y Linda y el otro de 43 Km. entre Uchupayaco y Santana.

Proyecto Cusiana: durante el año 1994 se continuó con la ejecución de los trabajos tendientes a lograr los objetivos de producción de la fase temprana de desarrollo de los Campos Cusiana y

Cupiagua con la cual se espera llegar a niveles de 185 mil barriles por día (Kbdp), en el último trimestre de 1995. Adicionalmente, para Cupiagua se extendió el área de explotación de 16.5 a 23.9 kilómetros cuadrados, lo cual permitió incrementar las reservas probadas del campo de 200 a 300 millones de barriles.

Para la fase de producción temprana se perforaron cuatro pozos de desarrollo y dos de disposición de agua de producción. Dentro de las instalaciones de procesamiento se inició la operación de la primera unidad de producción a mediados de noviembre, lo cual implicó el adelanto de subproyectos tales como: infraestructura, plataforma de pozos, líneas de flujo y la central de procesamiento (CPF).

De otra parte, se ejecutaron los proyectos de transporte previstos para asegurar la evacuación de la producción temprana de los campos: oleoducto Cusiana - El Porvenir y ampliación del oleoducto Central de los llanos, incluyendo las estaciones de bombeo El Porvenir y Miraflores. Durante el año 1995 se inició la construcción del oleoducto y en agosto de 1997 se terminó la ampliación de la estación Vasconia y el sistema de cargue a buquetanques en Coveñas.

Estos proyectos permitieron lograr un promedio de producción para el mes de diciembre de 26.829 Kbdp para una producción promedio anual de 12.162 Kbdp incluyendo la proveniente de la prueba extensa de producción. Para la fase de desarrollo total de los campos se adjudicaron los estudios de ingeniería preliminar de instalaciones y oleoductos.

Esta gran actividad exploratoria ha tenido sus frutos en la localización de prospectos cuya perforación exitosa representaría reservas adicionales del orden de 4.000 millones de barriles de petróleo equivalente.

Otros proyectos asociados: Ecopetrol y las compañías asociadas realizaron en 1994 proyectos que permitieron mejorar la operación de las áreas en explotación. Se construyeron instalaciones de producción en los campos de las asociaciones Hobo (Ecopetrol/Esso/Total/Texpet), Estero y Garcero (Ecopetrol/Kelt/Homcol/Hocol), Orocué (Ecopetrol/Kelt/Hocol), y los contratos de participación de riesgo Espinal (Ecopetrol/Lasmo/Sun) y Santana (Ecopetrol/Argosy/Neo Energy); se construyó una planta de tratamiento de agua de inyección para los pozos de Caño Limón por parte de la asociación Cravo Norte, que integran Ecopetrol, Occidental y Shell- se construyeron líneas de oleoductos y gasoductos por parte de las asociaciones Espinal y Cubarral (Ecopetrol/Chevron); y se presentó por parte de la asociación Guajira (Ecopetrol/Texas) el estudio y alternativas para la construcción de una nueva plataforma en el campo gasífero Chuchupa, localizado en el mar Caribe.

La inversión requerida para estos proyectos se acercó a los 200 millones de dólares, recursos que fueron aportados por Ecopetrol y las compañías socios de los contratos mencionados.

En 1994 las compañías asociadas y Ecopetrol realizaron 2.211 kilómetros de sísmica y perforaron 30 pozos exploratorios, en 1995 realizaron 2.180 kilómetros de sísmica y 16 pozos exploratorios, en 1996 2.171 Kilometros de sísmicas y 22 pozos y durante 1997 2.427 kilómetros de perfiles sísmicos y 28 pozos exploratorios y 32 durante 1998.

REFINACION

Entre los principales logros durante el período reportado se destaca la nueva unidad de cracking catalítica del Complejo Industrial de Barrancabermeja y Cartagena.

La carga total de crudo al sistema de refinación en 1995 fue de 242 Kbdc y durante el año de 1998, se aumento el 14.0 por ciento con respecto a 1995, lo cual significó un aumento durante este periodo de 34 Kbdc. El promedio de la calidad del crudo procesado en el CIB fue de 27.9 API y en Cartagena de 27.4 respectivamente.

En el área de refinación Ecopetrol obtuvo un significativo aumento en el margen operativo de pasar éste de 2.08 US\$/Bbl en el año de 1996 a 3.01 US\$/Bbl en 1997. Actualmente la capacidad de refinación del país está en 317 Kbdc, significa que aumentó su capacidad de refinación durante el periodo 1995-1998 en 69 Kbdc, dicho incremento fue de 27.8% en la ampliación de las refinerías.

Las cargas de crudo durante 1998 a las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena fue de 317 Kbdc.

TRANSPORTE Y ABASTECIMIENTO

Transporte de crudos: en diciembre de 1994 se formalizó la constitución de la sociedad "Oleoducto Central S.A." - Ocesa, cuyo objeto será la construcción y operación del sistema de oleoductos para los crudos de Cusiana y Cupiagua al igual que la producción proveniente del área de los Llanos. La participación de Ecopetrol en el proyecto se realiza, conforme a las directrices gubernamentales, con los aportes de sus activos existentes en transporte en Cusiana, en el actual oleoducto Central de los Llanos y en Coveñas.

Otros proyectos importantes en materia de transporte de crudos son los cruces subfluviales de los ríos Magdalena y Cravo Sur.

El transporte de crudo por oleoductos pasó de 576 Kbdc durante 1995 a 1016 Kbdc durante 1998, cuyo incremento en transporte de crudos significó 440 Kbdc. Así mismo pasó de 5160 Km a 5643 Km durante 1998, cuyo aumento durante el periodo 1996 se construyeron 483 Km adicionales de oleoductos para adecuar la infraestructura de exportación de crudos.

Transporte de productos: para aumentar la capacidad y confiabilidad del suministro de combustibles hacia el centro, occidente y sur del país, se acondicionó a la red de poliductos un tramo de 110 kilómetros, entre Galán y Sebastopol de 12 pulgadas de diámetro que antiguamente operaba como oleoducto. En el año de 1995 la capacidad de transporte de poliductos a comienzos del año de 1995 era de 245 Kbdc y pasó a 333 Kbdc durante el año de 1998, lo cual significa un aumento de 88 Kbdc. De otra parte se tenían construido a comienzos de 1995 3.052 Km y para el año de 1998 el país, cuenta con 154 Km adicionales para un total de 3.206 Km.

En el sistema Buenaventura – Yumbo, se inició la construcción en 1995, de la reposición de la tubería del sector Gallinero Mulaló y se terminó de construir el 21 de febrero de 1998, la inversión estimada fue de \$ 30.000 millones aproximadamente y este sistema permitió ampliar la capacidad de suministro de 5 Kbdc.

ALMACENAMIENTO

Se realizó el proyecto de ampliación de capacidad de almacenamiento en las estaciones de Sebastopol en 220000 Bls. y Puerto Salgar en 215000 Bls. El total del almacenamiento del país durante 1998 es de 1.900.000 barriles, lo cual fue aumentado durante el periodo 1995-1998 en 435.000 barriles durante dicho periodo.

FINANCIACION

Durante 1994 se invirtió un total de US\$1277.6 millones de los cuales la mayor parte, US\$528.2 (41.34% del total) se destinó a actividades de explotación siendo el 42.71% de ese total a cargo del sector privado; el 21.63% correspondientes a US\$276.3 se invirtió en transporte (21.63% del total, correspondiendo el 79.26% al sector privado), US\$205.3 millones en exploración básica (82.95% de ese total a cargo del sector privado), US\$202.8 en refinación y petroquímica, US\$9.3 millones en distribución minorista y US\$ 55.7 millones en otras actividades del subsector.

En materia de refinación, ejecutó 149 proyectos en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, con una inversión superior a los 150 millones de dólares.

En los años 1995-1998 se han construido aproximadamente 2.781 Kms de gasoducto y a la fecha ya se tienen interconectados más de 1.624.000 instalaciones. Durante el mencionado período se realizaron 834.000 nuevas instalaciones.

El Gobierno Nacional tiene planeado invertir en los próximos 15 años aproximadamente US\$ 4.200 millones de dólares para cumplir con el desarrollo de la infraestructura de transporte.

INVERSIONES

La inversión en exploración durante el periodo 1994-1997 fue de US\$ 1.191 millones.

La inversión total efectuada en la explotación de los campos ascendió a US\$ 775 millones, con una participación de la empresa estatal del orden de US\$ 416 millones, de los cuales el proyecto Cusiana representó el 79.0%, las otras Asociaciones el 15.0% y los distritos de producción de Ecopetrol el 6.0% restante.

Las inversiones en desarrollo durante el periodo 1994-1998 fueron de US\$ 3.922 millones de los cuales se incluyen US\$ 211 millones como anticipo para el año de 1998, para el desarrollo del proyecto Cusiana.

FONDO DE AHORRO Y ESTABILIZACION PETROLERA - FAEB -

Durante 1995 se creó y reglamentó el funcionamiento del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (Ley 209 de agosto 30 de 1995) como un sistema de manejo de cuentas en el exterior y subcuentas a nombre de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, de los departamentos y municipios receptores de regalías y compensaciones monetarias y del Fondo Nacional de Regalías.

Para la reglamentación del Fondo se creó un comité transitorio conformado por el Ministerio de Hacienda, el Ministerio de Minas y Energía, el Banco de la República y Ecopetrol, el cual proyectó los decretos reglamentarios 625 y 609 de marzo de 1996, el primero contempla la liquidación de regalías y préstamos o avances de las mismas a municipios productores, en el segundo se reglamentó el manejo del Fondo por parte del Banco de la República y se creó el comité directivo del Fondo.

A partir de su creación del FAEB, se ha mantenido un saldo de los siguientes recursos: En el año de 1996, US\$ 49.3 millones, en el año 97 US\$ 143.3 millones y durante el 98, US\$ 405.3 millones, cifras provenientes principalmente de la producción de los campos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua.

GESTION AMBIENTAL

EXPLORACION Y PRODUCCION: en la conservación del equilibrio del ecosistema en las áreas de influencia de la operación, se destacan: el proyecto de reinyección de aguas producidas adelantado en los distritos, con la puesta a prueba de diferentes proyectos pilotos; la construcción de la planta de tratamiento e inyección de aguas residuales en Palagua para dar cumplimiento a las normas del Ministerio del Medio Ambiente, cuyo costo fue cercano a los US\$ 2 millones y las actividades desarrolladas para el cumplimiento legal sanitario de las instalaciones de producción para lo cual se elaboraron planes de cumplimiento parte agua, aire y sólidos. La inversión efectuada ascendió aproximadamente a los 6 millones de dólares.

OPERACIONES ASOCIADAS: aunque las compañías operadoras de los contratos de asociación son directamente responsables de la gestión ambiental, se hizo necesario que Ecopetrol verificara su cumplimiento, para lo cual se creó un indicador informativo (formulario), mediante el cual se captura la información ambiental. Igualmente se desarrolló la base de datos ELIAS (Estado de los Indicadores Ambientales Asociados). Con base en los lineamientos de Ecopetrol sobre "Planeación Estratégica Ambiental y Programa de Indicadores de Gestión Ambiental para la Industria Petrolera", se les exige la presentación de informes de las compañías asociadas.

REFINACION: Ecopetrol desarrolla programas para la recuperación y protección del ambiente y sus recursos naturales entre los que se destacan los siguientes:

Gestión ambiental: se incorporó la gestión ambiental en proyectos de ampliación de la capacidad de refinación (nueva cracking en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, optimización y ampliación de unidades de proceso en la refinería de Cartagena), capacidad de almacenamiento en ambas refinerías mediante el trámite y obtención de licencias ambientales, concesiones y permisos en los proyectos mencionados.

Se implementaron procesos de verificación del cumplimiento de los planes para el manejo ambiental: interventoría, auditoría e inspecciones.

SUBSECTOR DE GAS

RESERVAS Y PRODUCCION: la producción de gas propano ascendió a 261.22 millones de galones y los niveles de importación alcanzaron los 7.03 millones de galones. Se continuó con la ejecución del programa de instalaciones domiciliarias de gas natural con crecimientos importantes en los departamentos de la Costa Atlántica y en la ciudad de Bogotá, contribuyendo a incrementar el uso de gas natural en el sector residencial.

La producción neta de gas natural para la venta en 1995 fue de 450 Mpcd, en 1996 477 Mpcd, en 1997 587 y durante 1998 se tiene previsto 671 Mpcd, lo que significó un incremento en el suministro de 247 Mpcd adicionales para los sectores residencial, comercial, industrial, petroquímico y termoeléctrico.

A nivel regulatorio del gas natural la CREG expidió normas orientadas a crear o establecer obligaciones de igualdad de oportunidades a todos los agentes interesados en las compras de gas, se estableció el calendario para la ampliación del mercado de grandes consumidores de 500.000 pcd a 1.000.000 pcd. Al igual se establecieron normas orientadas a flexibilizar la negociación de contratos entre comercializadores lo cual le imprime una mayor dinámica al mercado de este energético.

Las reservas de gas probadas a diciembre 31 de 1997 fueron de 7895,6 Gpc, de los cuales disponibles para venta son de 6.938 Gpc, cuya participación en asociadas de 39% y Ecopetrol 61%.

REALIZACIONES EN EL PLAN DE MASIFICACION DEL USO DEL GAS NATURAL EN AREAS EXCLUSIVAS

En desarrollo del plan de masificación del uso del gas natural, en este cuatrenio se dedicó intensivamente a la construcción de la infraestructura de transporte. En este campo se destacan los siguientes logros:

Estado de los principales proyectos de transporte de gas:

Gasoducto Ballena-Barrancabermeja: en mayo de 1994 se suscribió el contrato con Centragas, transportadora de gas de la Región Central, para la construcción del gasoducto. Se puso en servicio el 12 de marzo de 1996 con el inicio de entregas de gas al Complejo Industrial de Barrancabermeja.

Gasoducto Centro-Oriente: comprende los sectores Barrancabermeja-Neiva y Vasconia-Bogotá. La construcción del gasoducto se firmó el 4 de julio de 1995 con la Unión Temporal conformada por cinco empresas: Condux S.A., Dragados Ausinia Internacional, Montecz Ltda, Conequipos Ingeniería Colombiana y Termotécnica Coindustrial. De acuerdo con la reprogramación de la obra, se establecieron prioridades para entrar en operación algunos sectores en 1996, así: a partir del 15 de noviembre suministro de gas a Termocentro y a partir del 15 de diciembre suministro hasta Mariquita para alimentar a Termodorada.

Gasoducto de Occidente: este servicio de transporte fue adjudicado a la firma Transgas de Occidente S.A. por el sistema de BOMT y la fase operativa será de 20 años, al final de los cuales se

transferirá la propiedad del gasoducto al contratante. La fase operativa iniciará en diciembre de 1996. La inversión estimada es de US\$ 295 millones de 1995. El avance a diciembre/96 es del 95.5 por ciento. Entrará en operación en el transcurso de 1997.

Gasoducto Cusiana - Apiay: para transportar los 20 Mpcd desde Cusiana se construyó un gasoducto de 12 pulgadas y 29 Km entre Cusiana y El Porvenir y se convirtió el oleoducto de 10 pulgadas y 12 pulgadas entre El Porvenir y Apiay a gasoducto. El gasoducto está recientemente concluido y además de reforzar el suministro a Villavicencio y Bogotá abastecerá seis poblaciones en Casanare y Meta. Igualmente abastecerá los ramales del Casanare, Meta y los del Sur Oriente de Cundinamarca.

Otros gasoductos menores:

Ramales del gasoducto Villavicencio - Bogotá: en 1994 se iniciaron los trámites para la construcción de los ramales para llevar gas a las poblaciones de Guayabetal, Quetame, Fosca, Cáqueza, Une y Chipaque.

Gasoducto Morichal - Yopal: se terminó su construcción en abril de 1994. Su longitud es de 13 km y 4 pulgadas de diámetro.

Gasoducto Montañuelo - Gualanday: en 1994 se contrató e inició la construcción de este gasoducto de 35 km y 4 pulgadas y 6 pulgadas de diámetro, su operación está desde marzo de 1995. Las obras de construcción de este gasoducto, que conectará el Campo Montañuelo, en el departamento del Tolima, con la térmica de Gualanday, concluyeron en diciembre de 1995 y el costo fue de US\$ 2.2 millones de 1995.

Ramales de Cundinamarca: se contrató la construcción de los ramales de Cundinamarca, derivados del gasoducto Villavicencio- Bogotá, con el Consorcio Proinfo S.A.-Entrepozos Ltda, quienes iniciaron actividades en mayo de 1995 y las concluyeron en marzo de 1996. Las poblaciones beneficiarias de este proyecto serán Guayabetal, Quetame, Fosca, Une, Chipaque y Cáqueza y comenzarán a recibir el gas natural tan pronto como la firma Llanogas E.S.P., concesionaria de las redes urbanas, la tenga en operación.

Ramal de Boyacá y Provincia de Vélez: se desprenden del gasoducto Vasconia-La Belleza-Puente de Boyacá, tan pronto como quede disponible el sector La Belleza-Puente de Boyacá, actualmente operando como oleoducto. Estos ramales se derivan del gasoducto del Centro Oriente en el sector comprendido entre Vasconia y Puente de Boyacá y beneficiarán a 18 poblaciones. Este ramal se adjudicó durante el primer semestre de 1998 a la Empresa Promigas por el sistema BOMT por el término de 10 años. Se espera que entre en operación durante el segundo semestre de 1999.

Ramal de Piedemonte (Casanare): beneficiará a las poblaciones de Barranca de Upía, San Luis de Gaceno, Paratebueno y Medina y se desprenderá del gasoducto Cusiana- Apiay. Se encuentra en proceso la contratación del diagnóstico ambiental de alternativas de ruta. A Junio de 1998, no se han iniciado la ingeniería de construcción. Se espera que para octubre de 1998 se realice la adjudicación. Si se realiza la adjudicación en la fecha anterior se espera que concluyan las obras en febrero de 1999. Actualmente se tiene la tubería comprada por Ecopetrol.

Estación compresora de Barrancabermeja: para incrementar la capacidad de transporte del gasoducto hacia el centro y occidente del país, se construye una estación compresora la estación Galán en Barrancabermeja, con una capacidad de 60 Mpcd. La inversión proyectada es de US\$ 4.6 millones.

El mercado nacional de gas natural ha estado limitado por restricciones de oferta y la falta de una infraestructura adecuada de producción y transporte. Los mercados existentes se han desarrollado en torno a los yacimientos descubiertos con tres áreas definidas, a saber:

- La Costa Atlántica en donde se encuentran los campos productores más importantes de gas libre, Ballena, Chuchupa, Guepajé y Ayombe, abastecen el 75% del consumo total del país.
- Los Santanderes que cuentan con los campos de gas asociado, Payoa, Provincia, El Centro y Cerrito que abastecen el 21%.
- La zona del Huila y el centro del país que suplen el restante 4% del consumo total, proveniente de los campos de gas asociado de Dina, San Francisco y Apiay.

La disponibilidad de nuevas reservas de gas descubiertas en Cusiana, Cupiagua, Volcanera y Opón, han fortalecido la política de Masificación del Consumo de Gas, cuyo objetivo fundamental es desarrollar una matriz de consumo de energéticos más eficientes y convenientes para el país, mediante la sustitución de recursos energéticos de alto costo, inicialmente por GLP y más adelante por la masificación del gas natural.

El desarrollo del Programa de Masificación del Gas y su penetración como componente de la canasta energética depende de dos grandes frentes de trabajo. Por un lado el desarrollo de la infraestructura básica mediante la construcción de los gasoductos troncales y en segundo lugar el desarrollo de mercados mediante las redes domiciliarias.

Dentro del Plan de Masificación del Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía a través de Ecopetrol promovió la construcción de la estructura de transporte necesaria, la creación de un mercado en el interior del país y la constitución de ECOGAS. Ecogas es la propietaria del gasoducto Centro - Oriente y coordinará las actividades del transporte de gas natural en el país, con excepción del gasoducto de Promigas y otros transportes privados. En esta empresa Ecopetrol participa aportando y/o vendiendo las líneas de gas de su propiedad que está operando actualmente.

GAS NATURAL

En el área comercial se firmaron contratos de suministro de gas para los nuevos proyectos de expansión termoeléctrica del interior del país que permitirán el abastecimiento de Termodorada, Termocentro, Termomerilectrica, Termovaie, Termosierra, Termoemcali y Progelec, los cuales generarán 1.220 MW con un consumo máximo de 276 millones de pies cúbicos por día (MPCD) de gas.

Asimismo se firmaron contratos de suministro con seis empresas distribuidoras del Interior del país, con la Electrificadora de Santander y con otras distribuidoras durante el año de 1997.

Igualmente se suscribieron contratos de compra de gas a los socios privados de los campos Palermo, Payoa y Opón, lo que permitirá a Ecopetrol contar con gas suficiente para atender compromisos de suministro. La inversión aproximada del proyecto Opón fue de US\$ 35 millones, con las cuales se construyó la infraestructura para el manejo de 165 Mpcd, cuya producción inicial esperada de gas es de 95 Mpcd.

AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO DE DISTRIBUCION DE GAS COMBUSTIBLE POR RED

El Ministerio de Minas y Energía realizó mediante invitaciones públicas Nos. 01, 02, 03 y 04 de 1996 para la prestación del servicio público de distribución domiciliaria de gas natural por red física o tubería para las áreas del Valle del Cauca, Quindío, Risaralda y Caldas.

La adjudicación se realizó durante los años 97 y 98 en las diferentes áreas así :

- I) Valle del Cauca : se adjudicó durante el primer semestre de 1997 a la Unión Temporal conformada por Gasnacol S.A., Promigas S.A., Gas Natural S.A. Gas Natural del Oriente y Norma Latin Americ Inc.. La cobertura atendida será a 23 municipios de este departamento, con un potencial de 805.456 consumidores.
- II) Caldas : se adjudicó durante el primer semestre de 1997 a Gas Natural del Centro S.A , se estima un potencial de 424.138 consumidores repartidos en 5 municipios.
- III) Quindio : sea adjudicó durante el primer semestre a Gases del Quindio E.S.P., cuya cobertura será a 8 municipios con unos usuarios potenciales de 328.269.
- IV) Risaralda : se adjudico durante el primer semestre a Gas de Risaralda E.S.P., se calculan 499.966 clientes distribuidos en 7 localidades.

Al finalizar 1997 se adjudicó el contrato en el áreas geográficas del Tolima y durante el primer semestre de 1998 se adjudicó el área de Cundinamarca y Boyacá. Durante el periodo 1994-1998 se han instalado el servicio a más de 96 municipios, lo cual beneficiarán a 685.000 usuarios.

Se estima que para el año 2004 el servicio de gas natural llegará a 3.5 millones de viviendas en todo el país, en el marco de del Plan de Masificación del Gas promovido por el Gobierno Nacional.

DISTRIBUCION DOMICILIARIA: con la expedición del Decreto 1051 del 21 de junio de 1995 y de la Resolución 81470 del 28 del mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía oficializa la apertura de la Invitación Pública para la presentación de propuestas con el fin de otorgar contratos de exclusividad para la distribución de gas natural en cinco áreas del país que abarcan los departamento del Valle, Tolima y eje cafetero con una cobertura de 74 municipios.

INVERSIONES

El beneficio económico estimado de todo el Plan de Masificación de Gas Natural ascendería a 5.500 millones de dólares en el periodo comprendido entre el año 1995 y el 2.005. En ese año beneficiará a 13 millones de habitantes del país.

Las reservas de gas natural que actualmente abastecen a los consumidores se encuentran en tres áreas: Costa Atlántica, en donde están los campos productores más importantes de gas libre, que abastecen el 75 por ciento del consumo total del país; los Santanderes que cuentan con los campos de gas asociado, abasteciendo el 21 por ciento y la zona del Huila y el centro del país (260 GPC) que suple con gas asociado el restante 4 por ciento del consumo total.

La inversión total en el desarrollo del sistema de transporte de gas natural en el período entre los años de 1996-2016 se espera sea de US\$ 4.250 Millones (sin incluir exploración y producción). De este monto US\$ 2.100 corresponden a construcción de infraestructura básica de gasoductos US\$ 1.150 a redes de distribución urbana y US\$ 1.100 a equipos de conversión para poder utilizar el gas natural.

TRANSPORTE

La construcción del sistema troncal de 3.000 Km de redes, con un costo de aproximadamente 921 millones de dólares, es una de las más ambiciosas que se hayan emprendido. Ha estado a cargo de Ecopetrol y del sector privado, el cual financia los proyectos a través de la modalidad de construir, operar, mantener y finalmente transferir el activo, garantizando el programa.

El sistema troncal permitirá la interconexión entre los principales campos productores de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira con los del Huila y más adelante con los campos de del Piedemonte Llanero y Magdalena Medio.

SECTOR MINERO

ANTECEDENTES

La política de fomento a la industria del carbón se encontraba concentrada en Carbocol, empresa que a su vez tenía la responsabilidad de comercializar el carbón del Cerrejón de propiedad nacional, responsabilidades ambas que además de ser incompatibles impedían su adecuado seguimiento.

Por otra parte, existía una alta concentración en los expedientes manejados por el Ministerio que representaba una gran congestión y una demora en los trámites de legalización, que provocaba un fuerte descontento de los titulares de los derechos mineros y un alto desestímulo a su legalización.

A su vez, la asistencia técnica que se le ofrecía a los pequeños mineros era precaria y el conocimiento de suelo y el subsuelo colombiano era muy deficiente lo cual impedía ser más agresivos frente a una política de estímulo a la inversión privada en el sector.

En el último año los mercados externos de nuestros principales productos mineros tuvieron una tendencia significativa al alza, es así como el carbón alcanzó una cifra cercana a los 27 millones de toneladas y las esmeraldas los 7 millones de quilates con una variación del 14,5 % con respecto a 1995.

PRESENTACIÓN

El subsector minero continuó la recuperación financiera de Carbocol, adoptó mecanismos para legalizar la explotación de hecho de la pequeña minería, impulsó la descentralización de la expedición de títulos mineros y el afianzamiento de los cambios institucionales en Carbocol, Ecocarbón e Ingeominas.

Adicionalmente, de conformidad con el Decreto 710 de 1990 reglamentario del capítulo XVI del Código de Minas, se continuó la delimitación de zonas mineras indígenas y licencias especiales de explotación, por solicitud expresa de las comunidades o grupos indígenas, en virtud a que la Constitución contempló el desarrollo de actividades mineras en territorios indígenas y de comunidades negras.

De otro lado, en desarrollo del Programa de Ordenamiento Territorial y Manejo de Zonas Críticas, se suscribieron contratos administrativos con algunas corporaciones para adelantar estudios de ordenamiento territorial, en su etapa de formulación de planes y proyectos, y planes de manejo de cuencas y subcuencas de ríos. Por otra parte se ejecutaron proyectos de tratamiento de aguas afluentes, parcelas demostrativas, manejo y rehabilitación de botaderos, recuperación de áreas de erosión y educación ambiental entre otros. Así mismo, se creó el *Viceministerio de Minas*.

PRIVATIZACIÓN Y REESTRUCTURACIÓN DE LAS EMPRESAS

Cerromatoso

Con la política de privatización se logró la venta del 46,58% de las acciones que tiene el estado en la empresa Cerromatoso S.A. por un monto de US\$180 millones a la firma Sudafricana Gencor Internacional Níquel Limited.

MINERCOL

En cuanto a las empresas del sector, se busca una mayor integración y eficiencia en su administración para lo cual se fusionó mediante Decreto 1679 del 27 de junio de 1997 Mineraico y Ecocarbón, en la EMPRESA NACIONAL MINERA LTDA " MINERCOL LTDA" además con las funciones que venía desarrollando la Dirección General de Minas, con el fin de que sea una sola empresa la que administre el fomento, apoye y realice el seguimiento y control a la minería en Colombia.

Carbocol

Se reinició el proceso de venta de Carbocol con la contratación de un asesor especializado y seleccionado de Banca de Inversión. Es de destacar que para otorgarle el valor real al complejo se evalúan los aspectos pertinentes a la expansión de la producción y la infraestructura. El Estado espera obtener ingresos por esta venta de \$742.000 millones.

La privatización total o parcial de Carbocol es una alternativa que puede constituirse como el camino adecuado para realizar esta inversión y eliminar la obligación de continuar aportando recursos para el mantenimiento y expansión de la mina, que se apartan de los objetivos del gobierno. Sin embargo, previamente es necesario iniciar el adelantar las recomendaciones mencionadas con el objeto de maximizar el valor del proyecto, incluyendo la posibilidad de separar las funciones de operación de la mina y el transporte del producto (ferrocarril y puerto). Debe tenerse en cuenta, que a pesar de aplicar estos correctivos, es muy probable que con el valor de venta de Carbocol no se alcance a recuperar la inversión efectuada en ella.

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO MINERO

El Ministerio, a través de la UPME, adelantó en el campo minero una serie de actividades orientadas hacia el diseño y construcción del Plan Nacional de Desarrollo Minero (PNDM).

El Plan está basado en tres grandes proyectos a saber: actualización de la legislación minera, control y evaluación del entorno económico de la minería nacional, y análisis del proceso minero y su manejo ambiental, coordinados todos entre sí, los cuales han dado lugar al desarrollo de procesos de Consultoría específicos, que se han traducido en importantes documentos, cifras, recomendaciones, datos y lineamientos de política.

PROGRAMA DE SEGUIMIENTO Y EVALUACION DE LAS ENTIDADES DELEGADAS PARA EL TRAMITE DE ASUNTOS MINEROS

Se desarrolló un programa de seguimiento, evaluación y control sobre el funcionamiento de cada una de las Divisiones Regionales Mineras y en las Gobernaciones delegadas para el trámite de los títulos y solicitudes mineras y para hacer la fiscalización de los mismos.

DELIMITACION DE ZONAS MINERAS INDIGENAS

Se delimitaron 11 zonas mineras indígenas así: siete en el departamento del Cauca, tres de ellas declaradas oficialmente (Pitayó, Tierradentro Bajo y Coconucos); dos más en el departamento del Guanía (Remanso y Chorrobocón), declaradas también de manera oficial con 15 licencias especiales de exploración y explotación para oro aluvial, ubicadas sobre el río Inirida a favor de las comunidades de Remanso, El Venado, Cerro Nariz, Samuro y Chorrobocón.

En el departamento del Guaviare se delimitó la zona minera indígena en el resguardo de Cocoro para titanio, a favor de las comunidades de Siare, Corocoro y Carpintero-Palomas. Su declaración se encuentra en trámite.

En el departamento del Chocó, por solicitud de la organización indígena regional Embera Wounaan, Orewa, se delimitó la zona minera indígena y licencia especial de exploración y explotación para oro de filón en el resguardo del Alto Andágueda, a favor de las 17 comunidades que lo conforman.

La Dirección General de Minas en coordinación con el Ministerio del Medio Ambiente y la regional de los llanos orientales del Inderena, elaboraron los planes de manejo ambiental para las cinco comunidades titulares de las licencias especiales. Otra zona se delimitó en el resguardo de la cuenca media y alta del río Inirida la zona para oro aluvial.

REGALIAS MINERAS

Las disposiciones reglamentarias de la Ley 141 permitieron un recaudo de regalías acorde con la producción y se distribuyeron de acuerdo con lo establecido en la ley. Al Fondo Nacional de Regalías, a diciembre de 1995, ingresaron recursos provenientes del sector minero por \$5.000 millones, los cuales fueron asignados al desarrollo de proyectos presentados por las entidades territoriales.

Del valor total por concepto de regalías recaudadas durante 1996, el principal componente es el correspondiente a oro (40,4%) y en segundo lugar el de níquel (26,4%), seguido de carbón y esmeraldas.

Respecto al carbón, se recaudó en 1996 un impuesto por un valor de \$3.148,9 millones la mayor parte corresponde al pagado por Carbocol - Cerrejón.

RECURSOS MINERALES

INVESTIGACIÓN GEOLÓGICA

Durante el periodo 1994 - 1998, el Ingeominas ha desarrollado políticas tendientes a dar respuesta al mandato constitucional y a los planes de desarrollo. En especial del actual gobierno, quien de manera explícita en el "Salto Social", establece la participación del Instituto en las políticas nacionales.

Entre los proyectos y programas desarrollados por INGEOMINAS podemos enumerar los siguientes:

Reconocimiento Geocientífico del territorio nacional

- Investigación sobre la evolución y composición de la corteza terrestre.
- Levantamiento y procesamiento de la cartografía geológica del país.
- Investigación geoquímica de procesos antiguos y recientes de la corteza terrestre.
- Investigación de ciclos y procesos geoquímicos ambientales.
- investigación sobre exploración geofísica del territorio nacional.

Inventario de recursos del subsuelo de la nación.

- Investigación sobre aprovechamiento de yacimientos minerales
- Inventario minero nacional.
- Identificación de minerales, yacimientos y proyectos estratégicos.
- Investigación y evaluación de procesos mineralúrgicos.
- Caracterización y utilización de recursos energéticos.
- Exploración y evaluación de recursos minerales.

Estructuración y desarrollo del Servicio de Información Geocientífico Nacional.

CARBÓN

Dentro de las acciones sobresalientes en el campo de la planeación sectorial, durante 1995, fue la actualización, por parte de Ecocarbón, del Plan de Desarrollo del Subsector Carbón que está concebido como una guía para orientar el desarrollo autosostenido de la industria carbonífera en un horizonte a mediano plazo. Esta nueva versión es el resultado de ajustes luego de someterlo a un proceso de concertación con las entidades públicas y privadas del sector y de análisis con base en las estadísticas básicas de la industria. Dentro de este plan se destacan las acciones correspondientes al desarrollo de nuevas carboeléctricas y de la infraestructura de transporte y embarque y los estudios geológico mineros.

En lo referente a la infraestructura de transporte y embarque se obtuvo un documento CONPES, en el cual se establece la financiación de estudios y promoción de un puerto integrado en el Océano Atlántico, infraestructura necesaria para exportar los carbones del Cesar y del interior del país. Adicionalmente se inició la rehabilitación de la vía férrea entre la Loma y Santa Marta.

Son de especial importancia dos eventos en la contratación minera: el aumento de inversionistas extranjeros en la explotación del recurso con la vinculación de Giencore de Suiza, que ha comprado una parte importante de Prodeco, uno de los principales productores nacionales, y RTZ de Inglaterra que, conjuntamente con Carbones del Caribe, desarrollará el proyecto Oreganal en la Guajira.

Se ejecutaron programas de asistencia técnica y se desarrollaron programas de investigación tecnológica como sustitución de leña por briquetas de carbón en Soacha, coquización con recuperación de energía y reducción del impacto ambiental en Samacá y Cúcuta y lavado de carbones en Tunja entre otros.

El posicionamiento de Carbocol en el mercado internacional del carbón se reafirma por ser el exportador líder en América y la mina de exportación más grande del mundo, porque el complejo Zona Norte es el segundo suministrador de carbón al mercado europeo y porque mantiene a través de las investigaciones de mercado un alto grado de influencia en la opinión de la industria nacional e internacional sobre la estructura y las tendencias del mercado.

Se registró un aumento sustancial en las exportaciones y se debió principalmente a la entrada en operación del proyecto Drummond en 1995, además influyó el crecimiento de otros proyectos mineros del Cesar y La Guajira.

También es destacable la apertura de nuevos mercados en Taiwan, Francia, Brasil y Finlandia, adicionalmente fueron firmados dos contratos a largo Plazo con Portugal e Italia por un Males cercano a los US\$30 millones anuales.

Para lograr economías de escala en el manejo del carbón, se ha utilizado la infraestructura del Complejo manejando carbones adquiridos de terceros, especialmente de la Zona Central del Cerrejón.

Con respecto a los proyectos carboeléctricos el evento más importante ha sido la reforma tributaria, en la cual se concede una exención de los impuestos de renta y complementarios, por 20 años, a todas las plantas de generación térmica que se construyan empleando el carbón como combustible.

Es pertinente destacar brevemente los siguientes aspectos de 1996: Carbocol obtuvo una apreciable utilidad neta en el ejercicio contable, US\$223 millones debido a un mejor precio por tonelada y un mayor volumen de exportación del carbón.

Las exportaciones del complejo Cerrejón Zona Norte fueron 14,5 Mt de las 24,9 Mt exportadas por Colombia, circunstancia que contribuye significativamente a consolidar al carbón como el tercer rubro en importancia en la balanza comercial después del petróleo y el café.

En los estados financieros de Carbocol se reflejan los esfuerzos de gestión encaminados a la reducción de costos del Cerrejón Zona Norte. El crecimiento de los costos para el año de 1996 fue del 8,5%, mientras que para el año de 1995 éstos crecieron en el 19,4%. De otra parte las inversiones ascendieron a US\$36,8 millones.

Los ingresos netos de la empresa ascendieron a US\$625 millones, de los cuales US\$272 millones corresponden a ventas de carbón, a su turno los egresos netos sumaron US\$621 millones, compuestos básicamente por el servicio de la deuda en un 57% (US\$355,5 millones), aportes a la operación del Cerrejón Zona Norte en un 26% (US\$161,4 millones) y el saldo del 17% se destinó a cubrir gastos administrativos, de ventas y otros conceptos. La empresa logró reducir el costo de sus líneas de crédito de corto plazo de Libor más 0,9 % anual a Libor más 0,82% anual, e incrementar la disponibilidad de las mismas en US\$15 millones, lo que demuestra claramente la confianza de la Banca Internacional en la empresa, producto del cumplimiento y seriedad en los compromisos financieros.

Proceso contratación zonas carboníferas

El Gobierno Nacional, por intermedio de Ecocarbón, adjudicó por concurso internacional, tres áreas ubicadas en los departamentos del Cesar y la Guajira, para explorar y explotar carbón. Las áreas son: Guaimaral, El Descanso y Cerrejón Sur. En dichas áreas se pueden producir aproximadamente 20 millones de toneladas año.

Atención Integral al Menor Trabajador

En virtud del convenio Unicef-Carbocol-Gobierno Nacional para la Atención integral al menor trabajador, durante 1993 se puso en funcionamiento un programa piloto en el municipio de Tópaga - Boyacá, el cual se ampliará a Cundinamarca y Antioquia. Hasta el momento este plan piloto se ha centrado en la capacitación en tallado de carbón a niños menores de 14 años y a estudiar las posibilidades de crear grupos de microempresas para confección de overoles y guantes de trabajo. Se han implementado igualmente programas de desarrollo comunitario, con jóvenes y esposas de mineros.

Infraestructura - Puerto Integrado aguas profundas.

El Gobierno ha realizado un gran esfuerzo para sacar adelante la construcción del nuevo puerto integrado aguas profundas, el cual beneficiará a las empresas carboneras de la Costa Atlántica y del interior del país.

El nuevo puerto estaría ubicado en la Costa Atlántica. El proyecto integra cerca de 10 empresas carboníferas asociadas a Propuerto, con una inversión estimada entre los US\$80 millones y US\$130 millones.

METALES PRECIOSOS, ESMERALDAS y OTROS

Durante este cuatrienio Mineralco desarrolló programas de asistencia técnica, evaluaciones geológico mineras y exploración geológica preliminar de zonas con potencial minero. En la aplicación de su objeto social, esta empresa atiende y apoya el desarrollo minero nacional, presta asistencia técnica mediante el Fondo de Fomento de Metales Preciosos a las exploraciones y explotaciones de los yacimientos mineros asignados por el Ministerio de Minas y Energía (metales preciosos, piedras preciosas, yeso, roca fosfórica y azufre) y apoya la comercialización de éstos.

En metales preciosos, se desarrollaron: proyectos de crédito minero a nivel nacional; estudios para mejorar la recuperación de oro y el manejo del medio ambiente, en los departamentos de

Santander y Bolívar; apoyo a programas de desarrollo de comunidades mineras a nivel nacional; evaluaciones geológico mineras y planes de desarrollo minero en los departamentos de Tolima, Antioquia Cauca, Santander, Nariño, Bolívar, Córdoba y Chocó y programas de organización comunitaria y apoyo técnico mediante la creación de cooperativas mineras en La Llanada, Nariño.

En piedras preciosas se realizaron convenios de cooperación científica con el gobierno francés, en exploración geológica y geoquímica, para la caracterización de los yacimientos y selección de nuevas áreas potenciales de explotación, en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca.

Para minerales industriales, se desarrollaron exploraciones geológicas preliminares y geología a semidetalle para los depósitos de: yeso, ubicados en Los Santos y Villanueva en el Departamento de Santander y en Páez y Miraflores en el departamento de Boyacá; rocas ornamentales, en el Cesar y calizas, en Paz del Río, Boyacá y Vigés, Valle del Cauca.

En fosfatos se realizaron visitas a Lourdes, Sardinata y Tesalia en el departamento del Huila con el fin de determinar la presencia de minería de hecho y adelantar trámites de legalización. Además en los municipios de Iza y Pesca, Boyacá, se avanzaron proyectos técnicos en el tratamiento de la roca fosfórica.

En cuanto a los metales preciosos, esmeraldas y demás, Mineralco S.A. puso en marcha su esquema operativo de atención integral a los distritos minero colombianos (convenios con 10 Gobernaciones mineras para la formulación y ejecución del Plan Nacional de Desarrollo Minero no energético). Adicionalmente se evaluaron reservas de prospectos auríferos de manifiesto interés para inversionistas (Taraira, Vaupés y La Llanada, Nariño).

Mineralco invirtió en el distrito aurífero del Sur de Bolívar entre 1985 y 1996, cifras superiores a los \$1.100 millones y ejecutó un alto porcentaje de sus recursos de inversión, del orden de \$8.000 millones, en forma paralela a su reordenamiento técnico-administrativo interno, su posicionamiento y proyección externa y la licitación de proyectos geológico mineros de minerales estratégicos y del sistema de información minera.

Mineralco S A. puso en marcha su esquema operativo de atención integral a los distritos mineros colombianos (convenios con 10 Gobernaciones mineras para la formulación y ejecución del Plan Nacional de Desarrollo Minero). Adicionalmente se evaluaron reservas de prospectos auríferos de manifiesto interés para inversionistas (Taraira, Vaupés y La Llanada, Nariño).

Mineralco consolidó la industrialización y posicionamiento nacional e internacional de la minería esmeraldífera (taller de expertos internacionales, foro internacional de la esmeralda, proyecto "génesis de las esmeraldas colombianas - CEE), se dio atención la problemática de comunidades mineras negras e indígenas(Puracé, Miranda - Pitayo, Guajira, Guanía, encuentro afroamericano en Medellín, convenio Minambiente para desarrollo del Pacífico, convenios con Codechoco y para el desarrollo de los municipios de Barbacoas, Condoto, Istmina, Buenos Aires, Sanabria, Guapi y Buenaventura.

GESTIÓN AMBIENTAL

Dentro de la Gestión Ambiental que el G.A.M.E. viene realizando se destacó su participación en involucrar la dimensión ambiental al Plan Nacional de Desarrollo Minero haciéndolo armónico con las nuevas normas ambientales.

En el actual proyecto de Ley del Código de Minas se unificó con criterio integral el capítulo Ambiental sobre el enfoque de utilización racional de los recursos mineros e interrelacionando con el manejo y protección Ambiental, este proyecto de Ley se encuentra en la Comisión Quinta de la Honorable Cámara de Representantes haciendo curso para pasar a debate en la presente legislatura.

Con el Ministerio del m Medio Ambiente se unificaron criterios técnicos y ambientales en el sector minero, reduciendo significativamente los trámites de la licencia ambiental en proyectos mineros que no generan impactos significativos para lo cual solo basta la presentación de un documento de Evaluación y Manejo Ambiental previo a la iniciación de la actividad exploratoria.

Descentralización Administrativa

Con el propósito de descongestionar los trámites mineros y en cumplimiento de disposiciones constitucionales, el Ministerio ha venido adelantando un programa de delegación de funciones mineras a los departamentos. Hasta la fecha se han delegado los trámites mineros en las jurisdicciones de Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Cesar, Nariño, Tolima, Santander, Boyacá y La Guajira. Los títulos mineros de carbón en el país han venido siendo delegados a Ecocarbón para su administración, seguimiento y control.

Adicionalmente se delegaron en las regionales mineras el manejo de los asuntos mineros de los departamentos de Putumayo, Córdoba, Sucre.

PROGRAMA DE LEGALIZACIÓN DE EXPLOTACIONES MINERAS DE HECHO DE PEQUEÑA MINERÍA

El censo nacional minero practicado en 1988 identificó un alto índice de explotación ilícita, pues solamente un 15% de las 8,235 minas censadas declararon estar en posesión de un título minero. Esta situación provocó la modificación de la legislación minera y la iniciación de un programa para su divulgación,

El programa de legalización se encuentra asociado al Capítulo 5 del Plan Nacional de Desarrollo "Pacto Social" el cual pretende, mediante la formalización de este importante sector de la minería, incluirlo en programas de asistencia técnica, crédito asociativo manejo ambiental y capitación con un presupuesto con recursos cercanos a los \$20.000 millones durante el cuatrienio.

El objetivo central del programa fue legalizar las explotaciones de hecho de pequeña minería que reunieran las condiciones de viabilidad minero - ambiental y se ajustasen a las normas legales vigentes, mediante una amplia campaña de divulgación del artículo 58 de la Ley 141 a nivel nacional y regional.

PROYECTO DE LEY DEL NUEVO CÓDIGO MINERO

La reforma del código minero fue puesta a consideración del Congreso de la República por conducto de la Cámara de Representantes, Comisión V donde fue radicada el 23 de noviembre de 1996 como proyecto de Ley 187.

El objetivo de este proyecto es la necesidad de reformular el marco institucional y legal de la industria extractiva minera en Colombia, buscando caminos de modernidad tecnológica, incrementos en los volúmenes de inversión, generación de empleo, redistribución del ingreso nacional y manejo ambiental responsable y seguro, lo constituye en materia minera el que el país cuente con una legislación acorde tanto con las nuevas realidades constitucionales, como con las económicas.

Programa de reordenamiento de Canteras

En la Sabana de Bogotá se ha venido generando una acelerada explotación de recursos mineros con el objeto de satisfacer las necesidades de la industria de la construcción en Santa Fe de Bogotá. La creciente demanda de este tipo de materiales ha generado una rápida proliferación de explotaciones mineras, algunas de ellas mediante el empleo de técnicas modernas y con visión empresarial. Sin embargo, es preocupante que la mayoría de las explotaciones son artesanales y carentes de organización y recursos técnicos, condición que ha ocasionado un acelerado detrimento de los recursos naturales no renovables y del medio ambiente como consecuencia de los inadecuados métodos de explotación.

El Ministerio de Minas y Energía, consciente de tal situación, creó un comité para el Reordenamiento de dicha actividad en los municipios de Tabio, Soacha, Usme, Cogua y Subachoque y en otros sectores, conformado por Mineralco, Ingeominas y el Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de ejecutar un programa encaminado a mantener los títulos o legalizar las explotaciones que presentan un adecuado nivel técnico en sus aspectos minero-ambientales, bajo un plan de monitoreo y seguimiento. Así mismo, recomendar acciones dirigidas a mejorar la actividad extractiva para una racionalización del recurso y la optimización de los medios de producción.

SEGURIDAD MINERA Y SALUD OCUPACIONAL

Bajo la coordinación de este Ministerio y con la participación de las siguientes entidades: Instituto de los Seguros Sociales, U.P.T.C., Ecocarbón, Sena, y Secretaria de Minas de Boyacá se conformó un Comité que viene desarrollando el programa "Coordinación interinstitucional en materia de Seguridad Salud Ocupacional" cuyo objetivo principal consiste en establecer y desarrollar un programa unificado de divulgación y capacitación sobre los sistemas de prevención y control de los agentes de riesgo.

Este año el Comité, en cooperación técnica con Indumil, asesoró a los mineros en el uso racional de los nuevos explosivos "Indugel" producidos por Indumil, tanto en explotaciones subterráneas como a cielo abierto, brindado además asesoría en la ventilación de las laboras mineras que utilizan explosivos en el arranque de mineral logrando disminuir los accidentes mineros a causa del

uso de explosivos y a la vez proporcionando un mayor acercamiento entre los mineros y la industria militar.

El Ministerio de Minas y Energía, durante 1996, desarrolló actividades interinstitucionales en torno a la Seguridad e Higiene Minera a través de:

El comité de divulgación y capacitación en seguridad e higiene minera, y el comité interinstitucional en seguridad y salud ocupacional en minería, la presentación del proyecto piloto de divulgación y capacitación en seguridad e higiene minera.

DELIMITACION DE ZONAS INDIGENAS EN AREAS DE RESGUARDO TERRITORIOS INDIGENAS

A raíz de la consolidación de los derechos de los Pueblos Indígenas se ha ido incrementado cada vez más la delimitación de zonas mineras indígenas a nivel nacional, con el consabido limitante en cuanto al apoyo logístico, a las comunicaciones, al acceso mismo hasta las comunidades indígenas o sitios de interés o de conflicto. Finalmente con este programa se pretende vincular más directamente a los pueblos indígenas al desarrollo económico nacional.

El objetivo es coadyuvar a la consolidación de los derechos de las minorías étnicas y delimitar zonas mineras indígenas.

El programa de delimitación de zonas mineras indígenas comprende tres fases:

Fase I- La recopilación de toda la información cartográfica, bien sea a través del INCORA o de la misma comunidad indígena interesada, del plano del resguardo y de la resolución de constitución del mismo.

Fase II- Adelantar conversaciones con las respectivas autoridades indígenas.

Fase III- Todo lo referente al procesamiento de la información técnica recopilada en campo.

Se han delimitado zonas mineras indígenas así: en el departamento del Cauca, de ellas declaradas oficialmente (Pitayó, Tierradentro Bajo y Coconucos); más en el departamento del Guanía (Remanso y Chorrobocón), declaradas también de manera oficial con licencias especiales de exploración y explotación para oro aluvial, ubicadas sobre el río Inírida a favor de las comunidades de Remanso, El Venado, Cerro Nariz, Samuro y Chorrobocón.

En el departamento del Guaviare se delimitó la zona minera indígena, en el resguardo de Cocoro para titanio, a favor de las comunidades de Siare, Corocoro y Carpintero-Palomas.

En el departamento del Chocó, por solicitud de la organización indígena regional Embera Wounaan, Orewa, se delimitó la zona minera indígena y licencia especial de exploración y explotación para oro de filón en el resguardo del Alto Andágueda, a favor de las 17 comunidades que lo conforman.

En los meses de marzo y abril de 1995, la Dirección General de Minas en coordinación con el Ministerio del Medio Ambiente y la regional de los Llanos Orientales del Inderena, elaboraron los planes de manejo ambiental para las cinco comunidades titulares de las licencias especiales. Otra

zona se delimitó en los meses de julio y agosto de 1994 en el resguardo de la cuenca media y alta del río Inirida para oro aluvial.

Con este programa se pretende, además, asesorar técnica y jurídicamente a las comunidades o grupos indígenas que estén interesados en explotar por ellos mismos o con su concurso, los yacimientos minerales ubicados en áreas de resguardo a territorios indígenas, a fin de optimizar e incrementar los niveles de producción en las explotaciones y evitar el deterioro ambiental.

COMUNIDADES NEGRAS

La Dirección General de Minas conjuntamente con la Oficina Jurídica, ha venido participando en el articulado del decreto reglamentario del capítulo tercero reconocimiento del derecho a la propiedad colectiva de la Ley 70 de 1993, trabajo coordinado por el Incora, Ministerio del Medio Ambiente, Instituto Geográfico Agustín Codazzi y el PNR.

Se coordinaron las Unidades de Apoyo Regional determinadas en el Decreto 1746 de 1995. las que deben dar un trato especial en el otorgamiento de títulos en áreas de Ley 70 del 27 de Agosto de 1993 (Ley de Negritudes).

Se determinó el número de solicitudes de títulos mineros en la Cuenca del Pacífico y el procedimiento para dar trámite a éstas. Se les ha elaborado el concepto técnico preliminar favorable, acatando lo dispuesto en la Ley 70 de 1993.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA



Colombia Un nuevo país energético Orlando
Cabrales Martínez

333.79 C117c Ej 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01004111
BIBLIOTECA