Apuntes sobre Energía y Recursos Energéticos

Enrique Amorocho Cortés
Germán Oliveros Villamizar

UNAB
1952

Apuntes sobre Energía y Recursos Energéticos

Enrique Amorocho Cortés
Germán Oliveros Villamizar

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
1952

PRIMERA EDICIÓN
2000

Apuntes sobre Energía y Recursos Energéticos
Enrique Amorocho Cortés
Germán Oliveros Villamizar

ISBN 958-96821-1-1

Prohibida cualquier clase de reproducción
parcial o total de este libro.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA - UNAB
Calle 48 No. 39-234
Conmutador 6436261 - 6436111 Fax: 6433958
BUCARAMANGA, COLOMBIA

INTRODUCCIÓN

Hace unos meses al empezar a leer el libro "¿Para dónde va Colombia?" compilación y análisis de Hernando Gómez Buendía, me topé con una introducción al texto, poco común, titulada "Guía del lector" que pretende orientar a éste en tres aspectos:

1. ¿Qué no es y qué sí es este libro?
2. ¿De qué trata este libro?
3. ¿En qué orden leer los capítulos y de qué trata cada uno?.

Me ha parecido novedosa esta introducción , y dando el respectivo crédito intelectual por la idea, creo importante señalar que "*APUNTES SOBRE ENERGÍA Y RECURSOS ENERGÉTICOS*", no es un libro (no fue esa su concepción original), ni es una monografía (en lo riguroso de su desarrollo), ni siquiera es un ensayo (no da respuesta concreta a un problema específico). Corresponde exactamente al contenido y redacción de lo que después de transcurridos unos meses de su ejecución "bautizamos" con Germán Oliveros Villamizar para ésta publicación; unos apuntes (no plenamente coordinados para ser publicados como un libro) al tema de la energía y más en particular a los recursos energéticos, para personas no familiarizadas con el tema.

Para la generosa comprensión del lector para con los autores, conviene que se conozca la historia de la gestión de estos ***APUNTES*** . Desde finales del segundo semestre de 1998 la Universidad Autónoma de Bucaramanga se propuso crear la Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos cuyo objetivo es "formar profesionales en gestión gerencial, con visión internacional y ambiental, mediante el conocimiento de los fundamentos técnicos de los distintos recursos energéticos y la conceptualización de sistemas modernos de Administración e Ingeniería Financiera y el análisis de la normatividad legal vigente, aplicable a organizaciones y actividades relacionadas con el sector de la energía".

Terminado el diseño de este programa de posgrado, la Universidad se propuso realizar el Estudio de Viabilidad de la creación de

la carrera profesional a nivel de pregrado de Ingeniería en Energía. El equipo de trabajo básico para este segundo propósito era el mismo que había trabajado en la creación de la Especialización.

Para llevar a cabo el Estudio de factibilidad del pregrado , el equipo consideró la conveniencia de crear un Sistema de Información con el objeto de recopilar y organizar datos e información, procesarlos y asimilarlos para traducirlos en un plan de estudios. Las **ENTRADAS** al Sistema provenían del contexto institucional y sectorial; estos "insumos" estaban definidos en los entornos técnico, jurídico, económico y financiero como temas básicos, así como en las políticas económicas y sectoriales, la planificación energética, la programación macroeconómica y las perspectivas de mediano y largo plazo, como elementos inherentes a las decisiones sectoriales, y como fundamento y soporte académico guía, el Proyecto Educativo Institucional – PEI- de la Universidad y la concepción de Ingeniería, junto con las políticas administrativo-financieras de la institución.

Es acá donde aparece la necesidad de identificar e interrelacionar los elementos de los sub-sistemas, y para la parte técnica y de actores y factores del sector de la energía y en particular de los hidrocarburos, la energía eléctrica, el carbón, la energía nuclear y las fuentes alternas, junto con Germán Oliveros Villamizar escribimos unos textos de ayuda. De estos provienen los correspondientes a ***"APUNTES"***.

Iniciar la Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos, tener la necesidad de un escrito que cubriera globalmente el tema de la energía y todas sus fuentes o recursos, mirar el insumo técnico del Sistema de Información del Estudio de Viabilidad del pregrado y publicarlo como unos "***APUNTES***" era un proceso lógico. Acá está gracias a la colaboración de varias personas y a la decisión política del Dr. Gabriel Burgos Mantilla, Rector de la UNAB.

A todos ellos muchas gracias.

Enrique Amorocho Cortés

Universidad Autónoma de Bucaramanga
Diciembre de 1999

CONTENIDO

Pág.

1. LA ENERGÍA, MARCO TEÓRICO 7
1.1 MASA Y ENERGÍA 7
1.2 ENERGÍA Y SU USO EFICIENTE 9
1.3 ENERGÍA Y DESARROLLO 12
1.4 EL SECTOR ENERGÉTICO 14
1.5 PANORAMA MUNDIAL DEL SECTOR 14
1.6 ENERGÍA Y ECONOMÍA 21
1.7 RECURSOS ENERGÉTICOS 22
2. LOS COMBUSTIBLES FÓSILES 23
2.1. GENERALIDADES - LA QUÍMICA ORGÁNICA 23
2.2. LOS HIDROCARBUROS - CLASIFICACIÓN - LAS SERIES 23
2.3. PODER CALÓRICO 26
2.4. COMBUSTIÓN Y EXPLOSIÓN 28
2.5. OTRAS REACCIONES QUÍMICAS 29
3. EL PETRÓLEO 31
3.1 INTRODUCCIÓN 31
3.2 ALGO DE HISTORIA 32
3.3 RESERVAS Y SU LOCALIZACIÓN 36
3.4 SITUACIÓN COLOMBIANA 38
4. EL GAS NATURAL 41
4.1 INTRODUCCIÓN 41
4.2 TRATAMIENTO Y TRANSPORTE DEL GAS NATURAL 43
4.3 COMBUSTIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES. EFECTO INVERNADERO 45
4.4 EL GAS NATURAL EN EL MUNDO - PRODUCCIÓN Y RESERVAS 46
4.5 EL GAS NATURAL EN COLOMBIA 50
4.5.1 Introducción 50
4.5.2 El Plan de Masificación del Gas en Colombia 51
4.5.3 Suministro de Gas 53
4.5.4 Demanda de Gas. Demanda histórica por sectores 56
4.5.5 Regulación del Sector Gas en Colombia 61
4.5.6 Comercialización 71
5. EL CARBÓN MINERAL 73
6. ENERGÍA NUCLEAR 79
6.1 INTRODUCCIÓN 79
6.2 ESTRUCTURA NUCLEAR 79
6.2.1 Estabilidad Nuclear 80
6.3 ENERGÍA DE ENLACE 81
6.4 RADIOACTIVIDAD 81
6.5 FISIÓN NUCLEAR 83
6.5.1 Combustible Nuclear 84
6.6 FUSION NUCLEAR 87
6.7 DAÑO POR RADIACIÓN EN LA MATERIA 88
6.8 LA ENERGÍA NUCLEAR 89
7. OTRAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES 91
7.1 COMENTARIO GENERAL 91
7.2 COMBUSTIBLES SINTÉTICOS 92
7.2.1 Posibles rutas para la obtención de gasolina 93
7.2.2 La Tecnología de Energía Andina LTD 95
7.3 BIOMASA 96

7.3.1 La tecnología de la fabricación del Alcohol Carburante ... 96
7.3.2 Madera y residuos ... 99
7.4 LA ENERGÍA SOLAR ... 99
7.4.1 Sistemas Generadores de Electricidad ... 100
7.4.1.1 Celdas Fotovoltáicas ... 100
7.4.1.2 Torres de Potencia ... 101
7.5 ENERGÍA EÓLICA O DE LOS VIENTOS ... 101
7.6 ENERGÍA GEOTÉRMICA ... 102
7.7 LA ENERGÍA DE LAS MAREAS ... 102
7.8 CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA DE LOS OCÉANOS ... 103
7.9 CELDAS DE COMBUSTIBLE ... 103
7.10 FUTURO DE LAS OTRAS FUENTES DE ENERGÍA ... 104
8. HIDROELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE ... 105
8.1 INTRODUCCIÓN ... 105
8.2 ENERGÍAS RENOVABLES EN NORTE AMÉRICA ... 106
8.3 PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN CENTRO Y SUDAMÉRICA ... 108
8.4 PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EUROPA - OECD ... 108
9. SECTOR ELÉCTRICO ... 109
9.1 INTRODUCCIÓN ... 109
9.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD ... 110
9.3 COMBUSTIBLE PRIMARIO EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD ... 110
9.4 LA ELECTRICIDAD EN CENTRO Y SUR AMÉRICA ... 112
9.5 RECURSO HUMANO EN EL SECTOR ELÉCTRICO ... 112
10. INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE ... 113
10.1 INTRODUCCIÓN ... 113
10.2 LA INTEGRACIÓN EN EL SUBSECTOR PETROLERO ... 113
10.3 EL ACUERDO DE SAN JOSÉ ... 114
10.4 EL CARICOM Y LA ASISTENCIA PETROLERA ... 114
10.5 OTRAS ACCIONES DE COOPERACIÓN ... 114
10.6 LA INTEGRACIÓN ANDINA EN MATERIA PETROLERA ... 114
10.7 LA INTEGRACIÓN DEL SUBSECTOR GASÍFERO ... 115
10.8 INTEGRACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO ... 116
10.9 LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS COMPARTIDOS ... 116
10.10 LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS ... 116
10.11 EL FUTURO DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN ... 117
11. LA ENERGÍA EN COLOMBIA ... 119
11.1 LOS HIDROCARBUROS ... 119
11.1.1 Algunos Aspectos Históricos ... 119
11.1.2 Los Cambios 1999 en la Política de Contratación ... 130
11.1.3 La Producción Petrolera ... 138
11.2 EL SECTOR ELÉCTRICO ... 147
11.2.1 La Demanda en el Mercado Mayorista ... 149
11.2.2 La Oferta de Energía Eléctrica - Características Generales ... 152
11.2.3 El Mercado Mayorista de la Electricidad ... 156
11.2.4 La Electricidad y El Plan Nacional de Desarrollo ... 158
11.3 EL CARBÓN MINERAL ... 159
11.3.1 El Futuro Inmediato ... 161
12. ASPECTOS ENERGÉTICOS AMBIENTALES Y LEGALES ... 165
12.1 EL TEMA AMBIENTAL ... 165
12.1.1. ¿Qué ha ocurrido? ... 166
12.1.2. Energía, Población y Ambiente ... 169
12.1.3. Desarrollo Sostenible ... 170
12.2 ASPECTOS LEGALES DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN COLOMBIA ... 173
12.3 PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS ... 174

1. LA ENERGÍA MARCO TEÓRICO

1.1. MASA Y ENERGÍA

Antes de adentrarse en las expresiones técnico-comerciales de los denominados Recursos Energéticos y de los distintos usos prácticos que el hombre moderno hace de estos como medio esencial para "mover" su desarrollo económico, se comentan en forma breve y general algunos aspectos teóricos que facilitan la comprensión del impacto de la energía en el mundo actual y su importancia en el quehacer diario de la humanidad.

¿Qué es **energía**? En su acepción más amplia es sinónimo de vigor, de poder y virtud para obrar. En la dimensión de las ciencias físicas ENERGÍA es la causa capaz de transformarse en trabajo mecánico. El sentido práctico que le da significado económico al concepto, se manifiesta en la utilización de los recursos generadores en trabajo útil y calor. Filosóficamente y en concepto físico, ENERGÍA es la constancia (en el sentido de permanencia) en medio del cambio; para Heráclito lo invariante era el fuego como sinónimo de sustancia etérea que podía ser transformada en los objetos comunes.

A las fuentes las denominamos RECURSOS ENERGÉTICOS (petróleo, gas natural, carbón, energía nuclear, energía eléctrica, energía solar, etc); y al conjunto de actividades industriales y comerciales que los extraen y transforman hasta colocarlos en el mercado para su utilización como energía en sí misma (por ejemplo la energía eléctrica) o como combustible (como es el caso de los denominados combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural y sus derivados) las designamos como SECTOR DE ENERGÍA.

La energía es esencial en el proceso básico de la vida en el planeta Tierra. El Sol es la fuente de energía de la que depende toda la vida terrestre, no sólo por el efecto térmico de su radiación, sino también por la denominada fotosíntesis, proceso mediante el cual aquellos organismos que contienen clorofila, tales como las algas azules y verdes, el plancton y el gran número de plantas superiores, son capaces de utilizar la energía solar en sus procesos vitales. La siguiente reacción simplifica el proceso.

7.3.1 La tecnología de la fabricación del Alcohol Carburante 96
7.3.2 Madera y residuos 99
7.4 LA ENERGÍA SOLAR 99
7.4.1 Sistemas Generadores de Electricidad 100
7.4.1.1 Celdas Fotovoltáicas 100
7.4.1.2 Torres de Potencia 101
7.5 ENERGÍA EÓLICA O DE LOS VIENTOS 101
7.6 ENERGÍA GEOTÉRMICA 102
7.7 LA ENERGÍA DE LAS MAREAS 102
7.8 CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA DE LOS OCÉANOS 103
7.9 CELDAS DE COMBUSTIBLE 103
7.10 FUTURO DE LAS OTRAS FUENTES DE ENERGÍA 104
8. HIDROELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE 105
8.1 INTRODUCCIÓN 105
8.2 ENERGÍAS RENOVABLES EN NORTE AMÉRICA 106
8.3 PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN CENTRO Y SUDAMÉRICA 108
8.4 PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EUROPA - OECD 108
9. SECTOR ELÉCTRICO 109
9.1 INTRODUCCIÓN 109
9.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD 110
9.3 COMBUSTIBLE PRIMARIO EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 110
9.4 LA ELECTRICIDAD EN CENTRO Y SUR AMÉRICA 112
9.5 RECURSO HUMANO EN EL SECTOR ELÉCTRICO 112
10. INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 113
10.1 INTRODUCCIÓN 113
10.2 LA INTEGRACIÓN EN EL SUBSECTOR PETROLERO 113
10.3 EL ACUERDO DE SAN JOSÉ 114
10.4 EL CARICOM Y LA ASISTENCIA PETROLERA 114
10.5 OTRAS ACCIONES DE COOPERACIÓN 114
10.6 LA INTEGRACIÓN ANDINA EN MATERIA PETROLERA 114
10.7 LA INTEGRACIÓN DEL SUBSECTOR GASÍFERO 115
10.8 INTEGRACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO 116
10.9 LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS COMPARTIDOS 116
10.10 LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS 116
10.11 EL FUTURO DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN 117
11. LA ENERGÍA EN COLOMBIA 119
11.1 LOS HIDROCARBUROS 119
11.1.1 Algunos Aspectos Históricos 119
11.1.2 Los Cambios 1999 en la Política de Contratación 130
11.1.3 La Producción Petrolera 138
11.2 EL SECTOR ELÉCTRICO 147
11.2.1 La Demanda en el Mercado Mayorista 149
11.2.2 La Oferta de Energía Eléctrica - Características Generales 152
11.2.3 El Mercado Mayorista de la Electricidad 156
11.2.4 La Electricidad y El Plan Nacional de Desarrollo 158
11.3 EL CARBÓN MINERAL 159
11.3.1 El Futuro Inmediato 161
12. ASPECTOS ENERGÉTICOS AMBIENTALES Y LEGALES 165
12.1 EL TEMA AMBIENTAL 165
12.1.1. ¿Qué ha ocurrido? 166
12.1.2. Energía, Población y Ambiente 169
12.1.3. Desarrollo Sostenible 170
12.2 ASPECTOS LEGALES DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN COLOMBIA 173
12.3 PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS 174

1. LA ENERGÍA MARCO TEÓRICO

1.1. MASA Y ENERGÍA

Antes de adentrarse en las expresiones técnico-comerciales de los denominados Recursos Energéticos y de los distintos usos prácticos que el hombre moderno hace de estos como medio esencial para "mover" su desarrollo económico, se comentan en forma breve y general algunos aspectos teóricos que facilitan la comprensión del impacto de la energía en el mundo actual y su importancia en el quehacer diario de la humanidad.

¿Qué es **energía**? En su acepción más amplia es sinónimo de vigor, de poder y virtud para obrar. En la dimensión de las ciencias físicas ENERGÍA es la causa capaz de transformarse en trabajo mecánico. El sentido práctico que le da significado económico al concepto, se manifiesta en la utilización de los recursos generadores en trabajo útil y calor. Filosóficamente y en concepto físico, ENERGÍA es la constancia (en el sentido de permanencia) en medio del cambio; para Heráclito lo invariante era el fuego como sinónimo de sustancia etérea que podía ser transformada en los objetos comunes.

A las fuentes las denominamos RECURSOS ENERGÉTICOS (petróleo, gas natural, carbón, energía nuclear, energía eléctrica, energía solar, etc); y al conjunto de actividades industriales y comerciales que los extraen y transforman hasta colocarlos en el mercado para su utilización como energía en sí misma (por ejemplo la energía eléctrica) o como combustible (como es el caso de los denominados combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural y sus derivados) las designamos como SECTOR DE ENERGÍA.

La energía es esencial en el proceso básico de la vida en el planeta Tierra. El Sol es la fuente de energía de la que depende toda la vida terrestre, no sólo por el efecto térmico de su radiación, sino también por la denominada fotosíntesis, proceso mediante el cual aquellos organismos que contienen clorofila, tales como las algas azules y verdes, el plancton y el gran número de plantas superiores, son capaces de utilizar la energía solar en sus procesos vitales. La siguiente reacción simplifica el proceso.

$$CO_2 + H_2O + \text{Luz Solar} \longrightarrow CH_2O + O_2$$

El formaldehído **CH_2O** que se muestra en la reacción, es el más pequeño de todos los hidratos de Carbono y representa la totalidad de estos ya que todos ellos se sintetizan a través de la misma reacción. Como se observa de la reacción química expuesta, el dióxido de carbono, el agua y la luz solar (energía) se transforman en compuestos orgánicos de elevado contenido energético. Todos los seres vivientes no vegetales sólo viven gracias a la reversibilidad del citado proceso, esto es, gracias a que a través de la respiración "queman" los hidratos de carbono con el oxígeno para utilizar la energía que se libera para sus procesos vitales.

Así como no se puede imaginar un país desarrollado industrialmente sin una industria química, ni un país agrario puede evolucionar sin abonos, no se concibe sociedad alguna post –primitiva sin el uso de la energía para impulsar su desarrollo pues en esencia ENERGÍA es la capacidad de producir trabajo.

Aunque la energía no se puede crear ni destruir, sí es susceptible de pasar de una forma a otra y este proceso es el que usa el hombre para satisfacer sus necesidades finales que la requieren.

Energía y masa son dos características de la materia. Las propiedades asociadas a la posesión de Masa son la inercia y el responder a un campo gravitacional. La energía puede ser transferida de un lugar a otro.

El Físico J.R. Mayer quien fuera el primero en calcular teóricamente una relación numérica entre el calor y la energía mecánica (en 1842 publicó sus resultados) planteó cinco formas principales de energía: [1]

- Energía Potencial (gravitacional)
- Energía de Movimiento (Cinética)
- Calor
- Energía Eléctrica y Magnética
- Energía Química

James Clerk Maxwell (1831 – 1879) desarrolló la Teoría Global de la electricidad y del magnetismo y concluyó que sólo debería hablarse de un campo electromagnético, fusionando así estos dos tipos de energía en uno sólo.

A comienzos de este siglo Albert Einstein enunció la relación entre masa y energía: La energía contenida en una masa es igual al producto de ésta por la velocidad de la luz al cuadrado,

$$E = mc^2$$

La liberación de grandes cantidades de energía en los procesos nucleares de fisión y fusión es una manifestación de la equivalencia entre masa y energía. Todas las reacciones químicas que liberan energía, lo hacen a expensas de masa. La propia masa es

[1] GONZÁLEZ BENÍTEZ, F. "Evolución Histórica del Concepto de Energía". Capítulo 4 del libro "Energía. Desarrollo en el Siglo XXI" Publicación del Universidad Javeriana. 1.993

una modalidad en extremo concentrada de energía. Si se convierte 1 gramo de masa en energía, según la ecuación de Einstein se obtienen 21.5 teracalorías que es el calor que se obtiene en la combustión de 2.500.000, litros de gasolina (660.000 galones americanos), volumen que le alcanzaría a un vehículo que consumiera 30 galones diarios de este combustible para moverse continuamente por ¡ 60 años!.

Ahora, no sólo el calor, el trabajo mecánico o la energía eléctrica, son expresiones de una misma magnitud física "La Energía", sino que materia y energía son una misma expresión a la cual aplica plenamente el principio de conservación.

Calor es la energía que fluye entre los cuerpos debido a la diferencia de temperatura entre ellos. Esta es la forma de mayor oferta; sin embargo, en demanda final no lo es. Por ejemplo, el calor directo de las estufas (eléctrico o por llama), bien en el hogar o en el comercio ya no se requiere para la cocción de los alimentos o para calentar agua, las amas de casa ya conocen y usan "el microondas" y el "fogón de inducción magnética ": diferentes expresiones de energía en diferentes máquinas y con diferente eficiencia energética global.

No puede estudiarse el universo sin conocer el concepto y significado que la energía tiene tanto en el equilibrio del macrocosmos como en el del átomo; si la masa total del sol (el de "nuestra galaxia") estuviese compuesta de Carbono y Oxígeno en las proporciones correctas para una combustión completa, el fuego resultante mantendría el ritmo presente de actividad solar durante 1500 años UNICAMENTE . Ahora bien, tenemos el concepto de EVO como el equivalente a mil millones de años y el sol ha mantenido su actividad de radiación de energía desde hace 20 evos y podrá durar irradiando hasta que se consuma (se transforme su materia de Hidrógeno a Helio) unos 90 evos más [2]. Se calcula que el sol pierde 4.600.000 toneladas de masa por segundo en una reacción de fisión nuclear del Hidrogeno en la cual el 0.73% de la masa nuclear se convierte en energía (masa del núcleo del átomo de Hidrógeno). Acá, como dice Isaac Asimov, el Hidrógeno sería el combustible nuclear del sol y el Helio sus cenizas. Esa energía que irradia el sol es la que hace que existan cataratas, mareas, fotosíntesis ... en la Tierra: El sol es la principal fuente de energía.

1.2 ENERGÍA Y SU USO EFICIENTE

La primera Ley de la Termodinámica es simplemente la Ley de la Conservación de la energía, generalizada para incluir el calor como una forma de transferencia de energía, pues:

$$\text{Trabajo} \longrightarrow \text{Calor}$$

Esta ecuación expresa que es posible convertir completamente Trabajo en Calor. Sin embargo, en la práctica es imposible convertir completamente el Calor en Trabajo sin modificar los alrededores.

[2] ASIMOV,Isaac "El Universo" Círculo de Lectores 1.975

La Segunda Ley de la Termodinámica establece cuáles procesos de la naturaleza pueden ocurrir o no. De todos los procesos permitidos por la Primera Ley, sólo ciertos tipos de conversión de energía pueden ocurrir. Por ejemplo, cuando dos cuerpos se encuentran a temperaturas diferentes y se ponen en contacto térmico entre sí, el calor fluye del de mayor temperatura hacia el de menor temperatura pero no al revés. O si una pelota cae y rebota, lo hace varias veces hasta quedar quieta, pero al revés, enfriarse para empezar a rebotar y alcanzar determinada altura no ocurre.

Con esta visión es que se habla de "Procesos Irreversibles" como aquellos que ocurren naturalmente en una dirección, o dicho de otra manera es el conjunto de eventos que en el sentido inverso del tiempo es altamente improbable. "Los eventos que ocurren en una probabilidad bastante alta en una dirección más que en la dirección opuesta, son procesos irreversibles".

La consecuencia práctica de la Segunda Ley de la Termodinámica es que al intercambiar formas de energía se pierde eficiencia, o dicho de otra manera, estos procesos no son 100% eficientes. Existe una eficiencia limitada en la conversión de energía de las máquinas térmicas.

"No es posible construir una máquina capaz de convertir por completo, de manera continua la energía térmica en otra forma de energía".

Una máquina térmica es un dispositivo que convierte energía térmica en otras formas útiles de energía, como energía eléctrica y mecánica. Básicamente, una máquina es un dispositivo que hace que una sustancia de trabajo recorra un proceso cíclico durante el cual: a) Se absorbe calor (la sustancia de trabajo) de una fuente de alta temperatura (por ejemplo una caldera) b) La máquina realiza un trabajo; y c) Libera calor a una fuente a temperatura más baja. Entonces decimos

$$e = \text{Eficiencia Térmica} = \frac{\text{Trabajo Realizado}}{\text{Calor absorbido durante el ciclo}}$$

$$e = \text{Eficiencia Térmica} = \frac{\text{«lo que se obtiene» (Trabajo mecánico)}}{\text{«lo que se paga» (energía calórica)}}$$

La Segunda Ley de la Termodinámica establece que $e = 100\ \%$ es imposible:

" Es imposible construir una máquina térmica que, operando en un ciclo, no tenga otro efecto que absorber la energía térmica de una fuente y realizar la misma cantidad de trabajo". Este enunciado es consecuencia de "El calor no puede fluir espontáneamente de un objeto frío hacia uno caliente".

Por ejemplo, un buen motor a gasolina no supera una eficiencia del 20% ("desperdiciándose" el 80% de la energía del combustible); un motor diesel alcanza una eficiencia del 35% al 40%.

La Termodinámica también nos enseña cual es la máxima eficiencia térmica teórica posible y por tanto nos fija el objetivo al cual debemos acercarnos. Por ejemplo, un

motor de gasolina (que opera en un ciclo Otto) tiene una eficiencia teórica máxima o ideal del 56% (la eficiencia ideal depende de la relación de compresión del motor) y en la práctica, como hemos dicho alcanza valores cercanos sólo al 20%.

Un concepto importante al hablar de energía es el de Entropía. En general los sistemas aislados tienden al desorden. La Entropía es una medición de este desorden, una medida de la "degradación" de la energía.

El estado más probable es el del desorden y todos los estados físicos tienden al estado más probable. Por ejemplo, la Entropía del universo crece en todos los procesos naturales. En el fin, la Entropía del universo deberá alcanzar un valor máximo. En este punto, el universo se encontrará en un estado de temperatura y densidad uniformes. Todos los procesos físicos, químicos y biológicos terminarán, ya que un estado de desorden perfecto implica que no hay energía disponible para hacer trabajo; este estado es el denominado "muerte térmica" del universo.

Como se mencionó antes, la tendencia de la naturaleza de moverse hacia un estado desordenado afecta la capacidad de un sistema para hacer trabajo, pues las diversas formas de energía se pueden convertir en energía térmica pero la transformación inversa nunca se realiza íntegramente.

Si la forma de energía A se puede transformar a la forma de energía B íntegramente, pero no a la inversa, se dice que la forma A tiene un grado mayor de energía que la forma B. La conversión de energía de mayor grado de energía térmica (fuente de la contaminación térmica) se conoce como la degradación de la energía. La energía se degrada debido a que toma una forma que es menos útil para hacer trabajo. Infortunadamente, en todos los procesos reales en donde existe una transferencia de calor (uso de combustibles fósiles, y de energía nuclear para potencia eléctrica) la energía disponible para hacer trabajo disminuye. Acá es donde interviene el criterio de selección del mejor proceso y la mejor tecnología para el máximo aprovechamiento energético.

Por ejemplo, la combustión de los combustibles fósiles en una planta eléctrica de potencia comprende tres procesos de conversión. Cada uno de ellos con una eficiencia determinada:

- Energía Química del combustible ⟶ Energía Térmica del medio utilizado. El combustible se "quema " y su energía química se convierte en calor que eleva la temperatura del medio utilizado – agua -, y este vapor de agua tiene ahora más energía térmica. La eficiencia de este proceso es de alrededor del 88%.
- Energía Térmica ⟶ Energía Mecánica: El vapor de agua impulsa por ejemplo una turbina requiriéndose agua de enfriamiento. Acá la eficiencia promedio es de alrededor del 47%
- Energía Mecánica ⟶ Energía Eléctrica. La turbina mueve un generador que produce la energía eléctrica. El proceso tiene una eficiencia bien alta, de alrededor del 99%.

La eficiencia del conjunto de los tres procesos, de la planta global es el producto de las eficiencias de cada sub-proceso o sea que se tiene una eficiencia total de sólo 41%.

¿Cómo utilizar mejor los recursos energéticos?. ¿Cómo reducir el incremento de entropía de los procesos utilizados? ¿Para qué producir electricidad en una planta térmica para luego utilizar esta energía eléctrica degradada en el calentamiento de agua o cocción de alimentos en lugar de utilizar gas natural o G.L.P. como combustible doméstico en estos menesteres? ¿Cómo hacer ahorro de energía en los procesos industriales?.

Pero es que el problema no es sólo de "derroche" de energía con su consecuente costo económico, también lo es de contaminación térmica. Si este "calor" va a los ríos, éstos ríos o lagos reciben el elemento caliente (lo cual en el punto de entrada puede ser de varios grados), aumentando así el crecimiento de bacterias, algas azul – verde no deseables y organismos patógenos. La vida marina o fluvial también se ve afectada pues el oxígeno disuelto en el agua disminuye con el aumento de temperatura; igualmente se acelera la demanda de oxígeno por la mayor velocidad de descomposición de materia orgánica al subir la temperatura del medio.

Como se observa la naturaleza nos impone un uso racional y eficiente de los recursos energéticos de que disponemos, para atender ahora y en el futuro la demanda de energía en sus distintas formas.

1.3 ENERGÍA Y DESARROLLO

El desarrollo de la humanidad (desarrollo asociado al crecimiento de la economía) a través del tiempo ha estado ligado a la evolución del conocimiento y dominio de la naturaleza, y de manera directa al uso que ha logrado el hombre de las distintas fuentes de energía, entendidas estas como las mejores opciones para obtener calor (para uso directo o para transformarlo en otras formas de energía), o para conseguir trabajo mecánico.

En el pasado el hombre usó más intensivamente su propia fuerza muscular, la de los animales (buey, caballo, elefante, etc) y se soportó en el uso de máquinas simples como el plano inclinado, la polea, el tornillo y el polipasto, para hacer sus obras. Aprovechó igualmente la energía de los vientos para navegar y hacer trabajo mecánico con los molinos. Pero no le bastaba con una palanca para hacer trabajo sino que era menester considerar el tiempo utilizado en consumir la energía y definió **Potencia** como la energía en la unidad de tiempo; requería más y más energía y máquinas que transformaran más cantidad de energía para "mover más " y "más rápido ". Por ejemplo la potencia máxima del caballo (superior a la del hombre) no llega a 10 kilovatios ; una turbina de gas actualmente tiene potencia de varias decenas de Megavatios y opera 24 horas al día, 7 días a la semana , 365 días al año.

El hombre, en su esfuerzo para trasladarse de un sitio a otro por medio distinto de locomoción que no sean sus pies, ha montado en mulas, camellos, bueyes, elefantes,

etc., y ha viajado en carretas, carruajes y trineos. Ha subido en aviones que hace varias décadas exceden la velocidad del sonido. Ha empleado canoas y lanchas en el agua. No obstante lo variado de estas máquinas, de todos los vehículos que el hombre ha inventado para movilizarse rápida y confortablemente, el que más ha impactado su diario vivir es el automóvil, hoy símbolo de desarrollo, de estatus, sinónimo de democracia. Imaginémosnos por un instante el mundo actual con China, India y otros países tercer mundistas con las autopistas y vehículos per cápita de los países de la Organization for Economics Cooperation and Development (OECD) y se verán inmediatamente todas esas industrias auxiliares y paralelas a la automotriz que van desde construcción y mantenimiento de la infraestructura vial hasta la industria metalúrgica y plástica jalonando las economías de los países . La industria automotriz no sólo ha servido para expresiones y modelos de concepto administrativo y de productividad por producción en serie, sino también para el empleo extensivo de la robótica, por ejemplo.

En 1860 aparece el motor de combustión interna el cual obtiene su energía quemando un combustible dentro de sí. En 1877 el ingeniero Nikolaus August Otto construyó un motor de combustión interna de cuatro tiempos en un ciclo que lleva su nombre. Con esta máquina se inicia la era del automóvil que jalona la era del petróleo; de todo el petróleo que consume Estados Unidos, el 42.3% corresponde a gasolinas. Apenas se habían fabricado los primeros automóviles y ya se comparaban las velocidades que podrían alcanzar las diferentes marcas. El 22 de julio de 1894 se realiza en Francia la primera carrera automovilística del mundo: París – Ruan, aproximadamente 130 kilómetros de distancia. El ganador empleó 6 horas 48 minutos y el último de los 17 vehículos que terminaron la carrera gastó 13 horas en el recorrido. Habían tomado la partida 21 autos. En mayo de 1971 en el autódromo de Hockenheir un automóvil deportivo corre a la velocidad de 240 km/ h por la pista; esto no tiene nada de especial salvo que lo hace sin el atronador rugido característico de este tipo de vehículo deportivo: el auto se movilizaba con un motor eléctrico, llevaba un peso de 740 kilogramos de baterías. Mañana será con celdas de combustible.

El 17 de diciembre de 1903 Orville Wright realizó en Kitty Hawk, Carolina del Norte, el primer vuelo gobernado impulsado por un motor. Este vuelo duró 12 segundos, a 3 metros de altura y una "velocidad máxima de crucero" de 50 kilómetros por hora usando un motor de 16 caballos de potencia. Prácticamente medio siglo después de esta hazaña tecnológica de la humanidad , la URSS lanzaba en octubre de 1957, en forma exitosa, el primer satélite espacial, el Sputnik I y prácticamente once años más tarde el hombre descendía en la luna para regresar luego sano y salvo a la tierra: había logrado romper la atracción gravitacional de la tierra y hacer el "viaje redondo" superando ampliamente la distancia media del planeta y su satélite de 384.317 kilómetros empleando como combustible principal hidrógeno líquido.

Estos ejemplos y su significado e impacto tecnológico no hubieran sido posibles sin el uso de un energético que llevara almacenado (como un inventario) energía suficiente para "mover" las máquinas. Sin embargo, prácticamente 1 de cada 3 habitantes del planeta hoy en día no tiene acceso a las fuentes de energía comercial ni a los beneficios, confort y servicios que ello conlleva.

1. 4 EL SECTOR ENERGÉTICO

Como se dijo antes se denomina sector energético al conjunto de actividades industriales y comerciales que extraen, transforman y comercializan los diferentes recursos energéticos. Su objetivo es poner en el mercado estos generadores de trabajo útil y calor para que los sectores de Transporte, Industrial, Comercial y Residencial los utilicen como fuerza motriz, como calor de procesos, para iluminación, para refrigeración, como acondicionador ambiental, para calefacción, para confort (aplicación en los diferentes electrodomésticos), en las comunicaciones y en el entretenimiento, en general.

La denominación recursos energéticos convencionales corresponde a los de mayor utilización hoy en día. Carbón Mineral, Petróleo y sus derivados, Gas Natural, Energía Eléctrica (bien sea de origen hídrico o térmico) la Energía Nuclear y la Biomasa. Los recursos energéticos no convencionales son aquellos de aplicación potencial o de oferta comercial reducida: energía solar, energía eólica, energía geotérmica, la de las olas y mareas, celdas de combustibles y aún la biomasa cuando se refiere a la producción de alcohol y no de leña y bagazo.

Entonces, cuando se habla del sector energético nos referimos a la industria o minería del carbón, a la industria petrolera en todas sus fases, a la industria del gas natural (íntimamente ligada a la del petróleo cuando procede como gas asociado, pero independiente cuando corresponde a gas libre), a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a la utilización de la energía nuclear como fuente térmica, y a la oferta de leña y bagazo en países en vía de desarrollo que los tienen en porcentajes importantes en la mayoría de los casos en su menú de oferta energética pero que en balances internacionales se excluyen por la escasa confiabilidad de las cifras para efectos estadísticos.

La importancia del sector energético no sólo radica en los valores económicos de los insumos , productos y activos que maneja, sino principalmente en lo esencial que es la energía en el crecimiento económico. Es común hablar de la relaciones directas entre PIB y demanda de energía. En esta dependencia está el papel preponderante del sector, el rol estratégico de los recursos energéticos convencionales y de las expectativas e investigaciones en las no convencionales. El impacto ambiental de la utilización de los combustibles fósiles, el temor de las comunidades por los posibles desastres de las plantas nucleares (no más accidentes nucleares como el de Chernobil en Ucrania antigua URSS en 1986), la relación consumo – reservas propias y localización de las mayores reservas de hidrocarburos, hacen del tema energético centro de los análisis y estudios de la geopolítica.

1.5 PANORAMA MUNDIAL DEL SECTOR

El consumo mundial de energía primaria según estadísticas de British Petroleum (B.P.)[3] alcanzó la cifra de 8509.2 millones de Toneladas de Petróleo Equivalente en 1997, de

[3] B.P. 1.997. BP Statistical Review of World Energy. June 97

las cuales los Estados Unidos consumieron el 25.2%, Europa el 20.9%, la antigua Unión Soviética el 10.5%, China el 10.6%, Japón el 5.9%, India el 3.1 % y Sur América y América Central el 4.2%. Estas cifras nos confirman la relación entre riqueza generada y consumo de energía pero a la vez nos indican la necesidad creciente de energía de los países emergentes o en vía de desarrollo y el impacto en la temática ambiental y manejo de los recursos que va a tener el crecimiento económico mayor de estas naciones.

De 1987 a 1997 el consumo mundial de energía primaria creció el 15.7 % equivalente a un crecimiento promedio del 1.5% anual, con la siguiente participación por recurso.

Cuadro 1. Crecimiento del consumo mundial de energía primaria

	1.987		1.997		Crecimiento	
	MTon.Pet.Eq.	%	MTon.Equiv.Pet	%	Absoluto	%
Petróleo	2947.2	40.1	3395.5	39.9	448.3	15.2
Carbón Mineral	2197.4	29.9	2293.5	26.9	96.0	4.4
Gas Natural	1581.0	21.5	1977.3	23.2	396.3	25.1
Energía Nuclear	447.9	6.1	617.4	7.3	169.5	37.8
Hidroelectricidad	179.9	2.4	225.9	2.7	46.0	25.6
TOTAL	7352.1	100.0	8509.2	100.0	1156.1	15.7

De estas cifras se destaca el gran crecimiento del gas natural a expensas del carbón mineral. Recientemente el crecimiento de la energía nuclear prácticamente se ha estancado; y el de la hidroelectricidad, cuya producción y uso es menos contaminante en términos de emisiones a la atmósfera, cada vez tiene más rechazo entre un grupo de ecologistas por el problema de inundación de tierras cultivables que conlleva la construcción de las presas. Pero lo significativo es el monto del aumento total: 1.156 millones de toneladas de petróleo equivalente en este período de "uso racional" de los grandes consumidores después de apreciables cambios tecnológicos que incrementaron el ahorro:¡ representan 23.2 millones de barriles diarios de petróleo equivalente! ¡ prácticamente 1/3 parte de la producción mundial diaria de petróleo de hoy día!.

Entre 1985 y 1995 el Gross Domestic Product (G.D.P.) Mundial creció al 3.4% promedio anual (de U$21.7 trillones en 1.985 a U$ 30.2 trillones en 1.995 – ambas cifras en U$ de 1.995) mientras que la energía lo hizo al 1.4% anual. Extrapolar al crecimiento de consumo de energía para analizar sus consecuencias sólo es un ejercicio académico en el cual de lo único que se puede estar seguro es en no acertar, pero como lo dice Michael C. Lynch en su libro "Los precios del Petróleo en el año 2000"[4] "La tarea de los pronosticadores es la de minimizar los errores teóricos y la proporción de sesgo en los supuestos a fin de producir los mejores resultados" y "lo principal de cualquier análisis no debe ser la predicción, sino el entendimiento", pues "mientras las políticas pueden ser cambiadas muy rápido, en teoría, los cambios físicos resultantes en la oferta y

[4] EDICIONES Punto Llano Ltda. Bogotá 1.993

demanda toman más tiempo , ya que casi siempre requieren inversión en capital y a menudo otros esfuerzos preliminares".

Observemos el pasado más reciente, los años 1996 y 1997,también de la mano de las estadísticas ya citadas de la B.P.: acá su editor menciona: [5]

> *"En 1997 el consumo mundial de energía creció 1%, tasa inferior a la de 1995 y 1.996 e inferior también al promedio de los últimos diez años. Continúa el rápido crecimiento en las Economías de Mercados Emergentes – EME-, excluyendo la antigua Unión Soviética – F.S.U.- contrastando fuertemente con el muy lento crecimiento en la OECD y una caída en Europa. Hidroelectricidad y Petróleo fueron los combustibles con más rápido crecimiento (2.5% y 2.1% respectivamente - en producción, el petróleo creció en 1997 el 3.1% -) mientras que el gas y la energía nuclear decrecieron – el gas descendió el 0.2% por el descenso del 6.4% de la antigua Unión Soviética y la caída del 0.8% de Europa impactada por el descenso del uso en Rumania, Holanda, Noruega, Alemania y Francia . El uso de la energía nuclear bajó el 0.6% debido al descenso en los Estados Unidos y Canadá fundamentalmente-".*

"El consumo de energía en la antigüa Unión Soviética continuó su larga caída, y ahora escasamente es el 60% de su nivel pico en 1990. Excluyendo este factor, el consumo de energía mundial creció al 1.6%, valor que corresponde solamente a la mitad de la tasa de crecimiento de los tres años anteriores.

"Otros aspectos importantes del consumo de 1997 son:

- *India incrementó su consumo en 6.1%, llegando a ser el sexto mercado de energía más grande, por encima de Francia, Canadá y el Reino Unido*

- *Como una proporción del total mundial las Economías de Mercados Emergentes excluyendo a Europa Central y la antigua Unión Soviética continuaron creciendo. Su participación creció en 1/3 en la última década, a casi el 30%. Por contraste la participación de la Antigua Unión Soviética cayó casi la mitad para ser sólo un poco más del 10%".*

Miremos un resumen del consumo mundial en 1997 y comparemos mentalmente las economías de estas regiones o países (véase cuadro 2) . El consumo está expresado como energía primaria en millones de toneladas de petróleo equivalente[6]

[5] B.P. 1.997. BP Statistical Review of World Energy June 1.998.
The British Petroleum Company p.l.c- 1.998 Internet http//www.bp.com/bpstats

[6] Energía Primaria comprende acá únicamente los combustibles transados comercialmente y por tanto, excluye el consumo de combustibles o energéticos tales como la leña, la turba y desechos animales, los cuales aunque importantes en muchos países no está documentado su consumo en forma confiable para efectos estadísticos.
Se han usado los siguientes factores de conversión:
Una tonelada de Petróleo Equivalente corresponde aproximadamente a 7.33 barriles de petróleo, a 40 x 10^6 BTU, a 1.5 toneladas de Carbón, a 3 toneladas del lignito y a 12x10^3 Kwh (1Kwh=3412 BTU)
La energía nuclear ha sido convertida sobre la base de una eficiencia térmica promedio de una planta nuclear moderna (33% de eficiencia).

Cuadro 2. Consumo de Energía Primaria. 10^6 Toneladas de Petróleo Equiv.

	AÑO 1997							%	% Partic. 1997
	Petró-leo	Gas Nat.	Carbón	E. Nuclear	Hidro-electrici	TOTAL	1.996	/97-/96	
Norte América	1006.2	666.2	560.9	195.0	61.9	2490.2	2471.9	0.7	29.3
Sur y Cent. América	214.3	77.9	18.6	2.9	43.9	357.4	341.7	4.6	4.2
Europa	746.9	375.4	365.7	245.1	48.6	1782.2	1787.6	-0.3	20.9
Antigua Unión Soviética	198.6	443.4	178.1	52.0	19.8	891.8	923.2	-3.4	10.5
Medio Oriente	201.7	142.8	7.0	-	1.2	352.6	340.6	3.5	4.1
Africa	111.6	45.8	91.6	3.4	6.4	258.8	249.2	3.9	3.1
Pacífico Asiático	916.2	225.8	1071.5	119.0	44.1	2376.2	2307.4	3.0	27.9
TOTAL MUNDIAL	3395.5	1977.3	2293.4	617.4	225.9	8509.2	8421.6	1.0	100.0
% DEL TOTAL /97	39.9	23.2	27.0	7.3	2.7	100.0			
Estados Unidos	846.5	569.3	527.9	170.9	29.6	2144.1	2134.0	0.5	25.2
% participación	24.9	28.8	23.0	27.7	13.1	25.2	25.3		
China	185.6	17.4	681.8	3.7	16.2	904.6	887.0	2.0	10.6
% participación	5.5	0.9	29.7	0.6	7.2	10.6	10.5		
Federación Rusa	128.0	298.0	113.0	27.9	13.5	580.5	605.4	-4.1	6.8
% participación	3.8	15.1	4.9	4.5	6.0	6.8	7.2		
Japón	266.4	58.6	89.9	83.4	8.1	506.3	502.0	0.9	6.0
% participación	7.8	3.0	3.9	13.5	3.6	6.0	6.0		
India	83.1	22.0	146.4	2.5	6.2	260.3	245.3	6.1	3.1
% participación	2.4	1.1	6.4	0.4	2.7	3.1	2.9		
Colombia	12.9	4.8	2.9	-	2.7	23.2	22.6	2.7	0.3
% participación	0.4	0.2	0.1	-	1.2	0.3	0.3		

Si se calcula la demanda de energía per cápita se podría decir que el hombre primitivo escasamente consumía unas 2.000 kcal/día. En la siguiente fase de desarrollo, la del hombre nómada, la del cazador que todavía no ha descubierto la agricultura pero sí la producción de fuego, el consumo per cápita llegaba alrededor de unas 5.000 kcal/día. "*A partir de allí se produce una serie de desarrollos tecnológicos simples que le permiten al hombre mejorar la captación de los flujos energéticos (la vela, la palanca, la rueda) perfeccionar el aprovechamiento de la energía animada (humana y animal) y, por tanto, incrementar de modo paulatino su consumo de energía*".

"El consumo llega a unos 27.000 kcal/día, por persona, en las áreas más desarrolladas del mundo en esa época – Edad Media - , de las cuales unas 7.000 correspondían a las necesidades de alimentación, unas 12.000 a satisfacer otras necesidades personales y el comercio ; 7.000 al desarrollo de la agricultura y unas 1.000 al transporte"[7] .

Tomando las cifras de las estadísticas publicadas por B.P., atrás mencionadas, para 1997 tenemos que el consumo mundial per cápita en dicho año, de energía primaria (como se definió anteriormente) fue de 40.200 kcal/día, destacando que esta cifra es de 170.300 kcal/día para el caso de norteamérica y 84.200 kcal/día para Europa. Cabe preguntarse teniendo Europa y Japón un nivel de desarrollo similar al de Estados Unidos, ¿porqué este último país consume prácticamente el doble de los otros dos conglomerados de tecnología equivalente? ¿Despilfarran más energía los Estados Unidos? Es un hecho que en forma simultánea con el cambio tecnológico y el desarrollo de la gran mayoría de los países de la OECD, una gran mayoría de la población mundial se encuentra aún en etapas inferiores de desarrollo y utilización energética, con una fuente energética importante como la leña con un estado de agotamiento del recurso similar al vivido por los países europeos en la Edad Media. Más adelante hablaremos de los problemas ambientales asociados al consumo de energéticos que vive el mundo; pero asociados a este problema ambiental están la necesidad de desarrollo de los países tercer mundistas y el mayor consumo de energía que tal desarrollo conlleva: ¿con qué fuentes se cuenta? No cabe duda de que la humanidad enfrenta hoy una nueva crisis energética o para no decirlo en términos de amenaza sino de oportunidad, la humanidad tiene hoy el gran reto de mantener un ambiente más seguro y menos contaminado sin renunciar al derecho de escoger un "estilo de vida" extensivo a todos y no a unas pocas nacionalidades. Las discusiones van más allá de si la tierra y el mar deben someterse a un mayor uso económico, o si deben conservarse en condiciones prístinas.

"Desarrollo" significa utilización de energía y según la segunda ley de la Termodinámica esa energía implica el uso del calor y este proceso como irreversible que es tiene como costo ambiental aumentar la entropía del universo. La vía debe ser el uso racional en cantidad, tipo y calidad de los recursos energéticos. No obstante que la terciarización de la economía ha implicado un menor crecimiento de la demanda de energía, falta mucho por optimizar en los diferentes procesos industriales, así como mejorar tecnologías. Por ejemplo, se espera en los próximos años reducción importante (Alrededor de 1/5 parte) del consumo de energía eléctrica por cambio en los aislamientos térmicos de las neveras y refrigeradores y en el propio diseño de estos equipos. Estos retos son similares a los que afrontó la industria automotriz en el decenio de los setentas cuando la denominada crisis del petróleo obligó a mejorar drásticamente el rendimiento de kilómetros recorridos por litro de combustible consumido en el transporte, afán de ahorro que se extendió por todos los sectores, del industrial al de la construcción , lo que permitió bajar el consumo y luego disminuir el ritmo de crecimiento de la demanda; sin embargo, todo parece indicar que el camino de desarrollo que deben recorrer los países tercer mundistas mantendrá un crecimiento de la demanda de energéticos por unidad de PIB mayor a la de los países de la OECD.

[7] *LONDOÑO ALVAREZ, J.J. "Evolución e Importancia de la Energía" Capítulo 5 del libro "Energía. Desarrollo en el siglo XXI". Publicación de la Universidad Javeriana. Bogotá . 1993*

¿Cómo será la demanda y principalmente la oferta futura?. De lo que podemos estar en buena medida acertados es en prever un crecimiento de la demanda en el mediano plazo pero inferior al crecimiento esperado (¿será más bien deseado?) de la economía. Kenneth L. Lay de Enron Corp. en su conferencia "The Energy Industry in the Next Century: Opportunities and Constraints" presentada en el VIII Seminario Repsol – Harvard que bajo el tema Energy After 2.000 se llevó a cabo en Sevilla, España, en junio de 1.997, mencionaba que en Enron creían que la demanda de energía hasta el año 2.015 crecería a un promedio anual del 2.4% escenario en el cual el gas natural crecía al 3.4% y los recursos renovables el 3.6% anual; la energía nuclear muy probablemente decreciendo en importancia y el carbón y el petróleo creciendo al 2% anual. Este pronóstico presume un crecimiento del G.D.P. mundial de alrededor del 3.4% anual , en un ambiente económico similar al pasado reciente de 1.997. Como se ve, es pronóstico lineal, extrapolación del pasado; sin embargo, se encuentran elementos importantes en este pronóstico:

- El crecimiento relativo del gas natural por su costo y por su menor impacto ambiental.
- El mayor uso del gas natural para generación eléctrica "En los próximos 20 años esperamos (En Enron) una capacidad adicional de alrededor de 1.600 gigavatios.
- El crecimiento en el uso del gas natural para generación eléctrica derivará por razones económicas a la tecnología de ciclo combinado (Integrated Gasification Combined Cycle – IGCA) y producirá cambios importantes en el costo del kilovatio – hora producido. El Dr. Kenneth L. Lay muestra estas cifras (véase cuadro 3):

Cuadro 3. Nivel Internacional de Costos de Generación y Electricidad con tecnologías actuales en centavos de dólar por kilovatio – hora

	Caso del Costo Bajo	Caso del Costo Alto
Ciclo combinado de Gas a U$2/MBTU	2.4	4.3
Térmica a carbón	4.2	5.9
Planta Nuclear	5.1	9.8

- Continuación de la tendencia a privatizar empresas estatales y en particular a aquellos del sector energético. En la última década cerca de la mitad de un trillón de dólares en empresas estatales de países en desarrollo fueron vendidas a inversionistas privados y cerca de la misma cifra de capital de tales empresas están listas para ser privatizadas.
- Mayor peso de la conciencia y movimiento ambientalistas que incidirán en la oferta energética. Según el Departamento de Estado de los Estados Unidos, los primeros países emisores de CO_2 eran en 1.997 (véase tabla 1).

Tabla 1. Primeros países emisores de CO_2 (millones de Ton. Met/día)

Estados Unidos	4.80
China	2.60
Federación rusa	2.10
Japón	1.06
Alemania	0.87
India	0.76
Ucrania	0.61
Reino Unido	0.56
Canadá	0.41
Italia	0.41

Estos 10 países son responsables por casi las 2/3 partes de la emisión mundial de CO_2.

- La tecnología continuarán actuando a favor de nuevas fuentes energéticas. El costo de producción de las energías renovables continuarán descendiendo en términos constantes; por ejemplo, el costo por megavatio instalado en plantas que utilicen energía eólica, ha descendido desde comienzos de el decenio de los ochentas en alrededor del 70%, mientras que los costos en la solar han descendido algo más (75%). Enron construyó las dos plantas más grandes de energía eólica del mundo para generar electricidad en el medio oeste, ambas con una capacidad algo mayor de 100 megavatios. Los últimos adelantos en las celdas de combustible hacen prever el cambio de los motores de combustión interna para el transporte de pasajeros en fecha más próxima que la prevista hace cinco años.

La reciente caída del precio del petróleo a las cercanías de los U$12 el barril del West Texas Intermediate (W.T.I.) nos señala la volatilidad y por supuesto el desequilibrio entre oferta y demanda: sólo cuando Arabia Saudita se comprometió a finales de marzo de 1999 a hacer un recorte de su producción, los precios volvieron a los niveles de los U$17 – U$18 por barril a mediados del año 1999 y luego crecieron a niveles de 22 - 24 dólares el barril a finales de año. ¿Hasta cuándo se sostendrá este nivel de precios? La respuesta es oferta – demanda. Los países de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) tiene un historial de no respetar los acuerdos pero las penurias económicas del año reciente y la inestabilidad práctica que ha generado parece que harán la presión necesaria para que la OPEP y México mantengan los recortes de producción que permitan nivelar la oferta con la demanda. ¿Por qué señalar este aspecto? Por la sencilla razón de que cada dólar, yen, marco, bolívar o peso colombiano (el menor de todos) gastado o no gastado en los varios subsectores de la gran industria energética se basa en expectativas de alguna naturaleza sobre el precio del petróleo: es el marcador energético por excelencia. De por sí el petróleo representa las 2/5 partes

del consumo mundial de energía primaria comercial, recurso del que los que menos tienen (Estados Unidos, Europa, Japón) consumen más.

Es que a pesar de los grandes avances tecnológicos tales como sísmica 3D y el software para procesarla e interpretarla, equipos capaces de perforar costa afuera en aguas de profundidad mayor a una milla, motores que obtienen las 70 millas por galón, turbinas que obtienen el 50% de eficiencia y hacen de la tecnología IGCC un medio para producir energía eléctrica a bajo costo; las compañías disminuyeron su presupuesto de Investigación y Desarrollo por razón de precios bajos de los recursos fósiles, principalmente del crudo. Las alianzas y las fusiones de empresas, darán fortaleza a la industria, y principalmente la transformación de las sociedades en compañías híbridas: no sólo petróleo, o gas, o electricidad, sino un poco de cada uno de los subsectores.

1.6 ENERGÍA Y ECONOMÍA

La energía está presente en las diversas actividades productivas, así como insumo final y en el mercado externo. Es un bien de demanda final y de demanda intermedia . Las relaciones productivas, sociales y económicas que se llevan a cabo a efecto de la búsqueda (exploración), producción, transporte y transmisión, comercialización y distribución de los recursos energéticos, forman parte importante del producto interno bruto de la mayoría de los países. Existen algunas fuentes de energía, como el caso de los acumuladores o pilas voltáicas o las velas y veladoras que, por su impacto mínimo en la demanda global de energía no se incluirán en los análisis posteriores de los subsectores.

La energía es lo suficientemente importante para considerarse factor condicionante de las actividades del hombre. Veamos algunos rasgos del sector energético para determinar su importancia y la necesidad de estudiarse como un sector y no como industrias separadas.

- La energía es un bien básico de la actividad económica.
- La problemática del abastecimiento de energía fósil (petróleo, gas natural y carbón mineral) como la mayor fuente actual de energía en el mundo, con sus consecuencias políticas (localización de reservas), sociales (explotación de un recurso natural) y ambientales (contaminantes) que se deriva de esta dependencia.
- Las inversiones que requiere el sector son de alta intensidad en capital, tecnología y capacidad de gestión, y de largos períodos de maduración.
- Los períodos entre el hallazgo del recurso y su plena producción generalmente son largos, esto es, más de cuatro años, lo cual requiere diferenciación cualitativa y cuantitativa de los horizontes de planeación y aumento de la flexibilidad del sistema.
- Compatibilidad de medidas a corto plazo con fines a largo plazo.

- Las variables exógenas tienen gran impacto en el desarrollo de los subsectores.
- Avances en las tecnologías energéticas tanto en las de Generación (búsqueda y extracción de los recursos energéticos) como en las de Conservación y en las de Uso.

El concepto globalizante del sector no es el particular de un recurso específico así sea este tan importante como lo fue en el pasado el carbón, como lo es actualmente el petróleo o como lo será muy posiblemente en el próximo futuro el gas natural (¿y luego la energía nuclear?), sino el de Energía, su uso, su transformación eficiente, limpia y segura.

1.7 RECURSOS ENERGÉTICOS

El hombre, a través de la historia ha empleado diversas fuentes de energía. Primero usó su fuerza muscular, luego domesticó animales para que le sirvieran. Es el auge de la fuerza o fuente animada. La esclavitud fue la utilización de la fuerza muscular humana como fuente importante de energía. Sin embargo, el hombre no se queda en estas fuentes como productivas y salta a otras fuentes de mayor potencia y variada utilización: las inanimadas. Comienza con la leña, el viento y el agua. Continuó con el carbón, que alcanzó su máxima participación y apogeo con la revolución industrial. El petróleo, que se conocía desde la antigüedad sólo inicia en Occidente su producción industrial después de la perforación del pozo en Titusville que el Coronel Drake (Edwin L. Drake) hiciera en agosto de 1859.

De los recursos energéticos primarios que se comercializan en el mundo el petróleo es hoy en día el de mayor consumo: 39.9% del total mundial en 1.997, seguido del carbón con 27.0% y del gas natural 23.2%. Este último viene aumentando su participación y se espera que en pocos años no sólo pase a ser el segundo energético en consumo sino que eventualmente desplace al petróleo en un plazo mayor. Parece ser el movimiento de los recursos energéticos, desplazándose de los sólidos a los líquidos luego a los gaseosos y probablemente más adelante a los nucleares (fusión/fisión) y a la antimateria .

2. LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

2.1 GENERALIDADES – LA QUÍMICA ORGÁNICA

La Química Orgánica es la química de los compuestos del Carbono. El nombre es una herencia de los tiempos en que los compuestos químicos se dividían en orgánicos e inorgánicos, según su procedencia. Hasta aproximadamente mediados del siglo pasado un buen número de químicos creían que los compuestos orgánicos debían tener su origen en organismos vivos y, en consecuencia no podrían ser sintetizados a partir de sustancias inorgánicas.

Aún cuando hoy en día una buena parte de los compuestos de Carbono se asimilan mejor a partir de fuentes vegetales y animales, la mayoría de ellos se obtienen por síntesis. Existen dos grandes fuentes de las que a menudo se obtienen sustancias orgánicas simples: el petróleo y el carbón, ambas "orgánicas" en el sentido tradicional que son producto de la descomposición de plantas y animales.

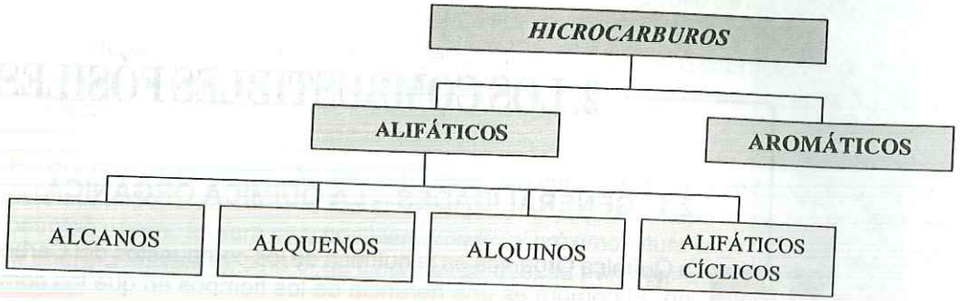
Se conocen como **combustibles fósiles** al petróleo, gas natural y carbón mineral, acumulados durante millones de años y por lo tanto de carácter no renovable bajo el concepto temporal, y que se usan principalmente para satisfacer la demanda de energía. La mayor cantidad de estas tres sustancias sencillamente se queman para proporcionar energía calórica, y en escasa cuantía para ser utilizados como materia prima.

2.2 LOS HIDROCARBUROS – CLASIFICACIÓN – LAS SERIES

Ciertos compuestos orgánicos sólo contienen dos elementos: el carbono y el hidrógeno, por lo que se conocen como **hidrocarburos**.

Partiendo de su estructura, los hidrocarburos se dividen en dos clases principales: alifáticos y aromáticos. Los alifáticos se subdividen en familias: alcanos, alquenos, alquinos y los cicloalcanos y cicloalquenos (véase la Figura 1).

Figura 1. Estructura de los hidrocarburos



Si los átomos de Carbono están siempre unidos por un enlace sencillo se tienen los hidrocarburos saturados que si son de cadena abierta constituyen las parafinas, alcanos o hidrocarburos de la serie del metano; si son de cadena cerrada constituyen las ciclo parafinas o naftenos.

Si los átomos de Carbono están unidos por un doble enlace se tienen los alquenos, olefinas o hidrocarburos de la serie del eteno o etileno C_2H_4. Todas las olefinas tienen las propiedades de insaturación del etileno.

Si los átomos de Carbono están unidos por un triple enlace se tienen los hidrocarburos de la serie del etino o acetileno C_2H_2 o alquinos que son isómeros de las diolefinas.

Los isómeros son compuestos que tienen la misma fórmula molecular pero diferente estructura interna y por lo tanto distintas propiedades. Por ejemplo el butano tiene dos posibles isómeros: el butano normal nC_4 y el isobutano (el 2-metil propano) iC_4 para la misma fórmula molecular C_4H_{10} ; el pentano tiene 3 posibles isómeros, el hexano 5, el heptano 9...

La serie parafínica o del metano (CH_4) se expresa con la fórmula general C_nH_{2n+2}, la nafténica C_nH_{2n} , la olefínica o del etileno C_nH_{2n} (isómera de la nafténica) , y la de los alquinos o serie del acetileno C_nH_{2n-2} fórmula isómera de las diolefinas.

La molécula más sencilla de los hidrocarburos es la del metano CH_4 sustancia que tiene un punto de ebullición de –161.5 °C y un punto de fusión de –183°C. Su presión crítica es de 45.80 atmósferas (presión de equilibrio con temperatura crítica) y su temperatura crítica del –82.5°C: esto hace que sea imposible tenerlo líquido a temperatura ambiente por más presión que se le aplique.

A medida que se avanza en la serie de los hidrocarburos, esto es, a medida que la molécula de hidrocarburo tiene más átomos de Carbono, ésta se va haciendo más densa (más pesada) y por lo tanto su estado en condiciones normales pasa del gaseoso al líquido y al sólido: los cuatro primeros términos de las parafinas, metano, etano, propano y los dos isómeros del butano son gaseosos en condiciones estándar y tienen punto de ebullición–161.4°C; -88.3°C, -44.5°C, y + 0.6°C (para el normal butano), respectivamente. Del C_5 (pentano normal) al C_{16} (hexadecano) son líquidos, y los términos superiores son sólidos a condiciones normales.

Son más ligeros que el agua e insolubles en ella pero solubles en los disolventes orgánicos. Las parafinas son estables y químicamente inertes, mientras que las olefinas, debido a su carácter no saturado se combinan por adición con muchas sustancias.

En el siguiente cuadro se muestran algunos términos de la serie parafínica y tres propiedades físicas.

Cuadro 4. Series parafínicas y propiedades físicas

Nº. de C	Fórmula	Nombre	Punto de Fusión °C.	Punto de Ebullición °C.	Densidad (1)
1	CH_4	Metano	-184	-161(2)	0.415 a P de E
2	C_2H_6	Etano	-172	-88	0.546 a P de E
3	C_3H_8	Propano	-190	-45	0.585 a P de E
4	C_4H_{10}	Butano	-135	+1	0.601
5	C_5H_{12}	Pentano	-132	36	0.631
6	C_6H_{14}	Hexano	-94	69	0.660
7	C_7H_{16}	Heptano	-90	98	0.684
8	C_8H_{18}	Octano	-57	125	0.707
9	C_9H_{20}	Nonano	-51	151	0.718
10	$C_{10}H_{22}$	Decano	-32	174	0.747 (a O°C)
11	$C_{11}H_{24}$	Undecano	-27	197	0.741
12	$C_{12}H_{26}$	Dodecano	-12	216	0.768
16	$C_{16}H_{34}$	Hexadecano	+20	288	0.775
18	$C_{18}H_{38}$	Octadecano	28	317	0.777
19	$C_{19}H_{40}$	Nondecano	32	330	0.777 a P de F
20	$C_{20}H_{42}$	Eicosano	38	205 (3)	0.777 a P de F
30	$C_{30}H_{62}$	Triacontano	70	235 (4)	0.780 a P de F

(1) Densidad a 20°C/4°C excepto donde se indiquen otras condiciones

(2) Punto de ebullición a presión de 760 milímetros de mercurio excepto donde se indique otra presión.

(3) A 15 milímetros de mercurio para evitar descomposición (craqueo)

(4) A 1 milímetro de mercurio para evitar descomposición (craqueo)

2.3 PODER CALÓRICO

La combustión a dióxido de carbono y agua es característica de los compuestos orgánicos. En la reacción lo más importante es el calor que desprende para uso como energía calórica y que en el caso de una máquina de combustión interna se convierte en trabajo útil. Por supuesto, no menos importante es la producción del dióxido de carbono por su efecto contaminante y determinante del denominado "efecto invernadero", así como los compuestos NO_x causantes del denominado "smog".

La combustión de hidrocarburos sólo se efectúa en determinadas proporciones combustible – oxígeno (oxígeno puro o aire) y a temperaturas elevadas como las que proporcionan una llama o una chispa. La cantidad de calor que se genera al quemar un combustible se denomina **calor de combustión**.

El interés básico de los hidrocarburos al utilizarlos como combustibles, como se dijo antes, es la generación de calor. Existen dos formas de expresar el valor del calor de combustión: a) el valor total de combustión (o el valor bruto) que considera que los productos de la combustión: dióxido de carbono y vapor de agua ceden su calor de reacción y se enfrían a 25°C y el vapor de agua se condensa totalmente . b) El valor neto de combustión (o valor menor) similar a la condición anterior pero no incluye el valor de condensación del vapor de agua. Para efectos comerciales es conveniente aclarar el tipo de poder calórico; generalmente se expresa en BTU/libra. Este valor (energía por unidad de masa) disminuye numéricamente al aumentar el número de átomos en la molécula de los hidrocarburos pero volumétricamente aumenta ya que el producto se va haciendo más denso. Por ejemplo el metano (CH_4) tiene un calor de combustión bruto a 60°F de 23882 BTU/libra, el etano (C_2H_6) de 22.320 BTU/libra, el propano (C_3H_8) de 21.662 BTU/libra. Si se toman los valores por unidad de volumen se tiene para metano 994 BTU/pie cúbico, para el etano 1.742 BTU/pie cúbico, para el propano 2.479 BTU/pie cúbico, todos como poder calórico total por unidad de volumen de combustible a 60°F y 30 pulgadas de mercurio de presión. Esto, por ejemplo, hace la diferencia en el tipo de orificio (y de diámetro de tubería) en un quemador a gas natural o a propano.

Comercialmente los combustibles no son químicamente puros y por ello estos factores varían de los teóricos. Aproximadamente tenemos en Colombia

Tabla 2. Combustibles que se tienen en Colombia

GAS NATURAL	1.000 BTU/pie cúbico = 35.315 BTU/m³
GAS PROPANO (G.L.P)	95.000 BTU/galón
GASOLINA MOTOR	132.400 BTU/galón
A.C.P.M. (D.F.O)	139.000 BTU/galón
COMBUSTÓLEO (FUEL OIL)	143.000 BTU/galón
CRUDO DE CASTILLA	142.000 BTU/galón

Si usamos el costo comercial de los combustibles en el país promediando valores, tenemos:

Tabla 3. Promedio de valores según el costo comercial de los combustibles en Colombia

ENERGÍA ELÉCTRICA (3.412 BTU/Kwh)	$ 100 / Kwh
GAS NATURAL	$ 285 / m³
PROPANO CORRIENTE (G.L.P.)	$ 920 / galón
GASOLINA CORRIENTE	$2.200 / galón
DIESEL	$1.800 / galón
COMNBUSTÓLEO	$ 780 / galón
CRUDO COSTILLA	$ 450 / galón
CARBÓN MINERAL (23.000 BTU/Kg)	$ 60 / galón

Tendremos la siguiente escala, del más económico a más costoso.

Cuadro 5. Promedio de valores según el costo comercial de los combustibles en Colombia, de más económico a más costoso

Combustible	$ / MBTU	Indice
Carbón Mineral	2609	100
Crudo Castilla	3170	121
Combustóleo	5455	209
Gas Natural	8070	309
Gas Propano (G.L.P.)	9684	371
ACPM	12950	496
Gasolina Corriente	16616	637
Energía Eléctrica	29308	1.123

Para tener la "economía" completa, debe considerarse además la eficiencia en la combustión. Por ejemplo para comparar el costo para un hogar, la eficiencia de las estufas es aproximadamente:

De la estufa eléctrica: 0.85

De la estufa de gas: 0.70

O sea que eficacia relativa o factor de conversión entre los dos energéticos es de

$\frac{0.70}{0.85} = 0.82$ la estufa de gas con respecto a la estufa eléctrica.

Si una familia requiere aproximadamente 950.000 BTU/mes esto se traduce en:

- 10 galones de Propano (G.L.P.)

- 26.9 m^3 de gas natural

- 228 Kwh de energía eléctrica (efectivos o sea ya incluida la eficiencia relativa).

Para un costo mensual de $7670 si es con gas natural , o de $9685 si cocina con gas propano (G.L.P) ó de $22830 si lo hace con energía eléctrica, todo a los precios atrás descritos . ¿Y el costo para el país?. ¿Cómo están implícitos acá los subsidios?. Esto es otro tema, el de los precios sombra.

2.4 COMBUSTIÓN Y EXPLOSIÓN

La seguridad de todo proceso industrial depende de tres factores importantes, a) ¿Cómo fue diseñada la unidad?, b) ¿Cómo fue construida? y c) ¿Cómo es operada?. Mezclar aire u oxígeno con hidrocarburos puede resultar en un gran riesgo si no se manejan y se conocen los principios que regulan la combustión.

Generalmente quien se asoma al escenario de una explosión de gas queda atónito: heridos graves o muertes, escombros disparados a decenas de metros, muros derrumbados. Miremos por ejemplo el caso del propano: pesa más que el aire (aproximadamente una vez y media más) (pesos moleculares promedio de 28.8 para el aire y de 44 para el propano) El propano es un gas inflamable, mezclado con aire en la franja de 2.2 a 9.5% por volumen es capaz de sostener una llama. Las concentraciones por debajo de este nivel son demasiado pobres y las mezclas que lo superan son demasiado ricas para arder.

$$C_3H_8 + 5\,O_2 \xrightarrow{\triangle} 3CO_2 + 4H_2O + \text{calor}$$

Obsérvese que un volumen de C_3H_8 requiere 5 volúmenes de oxígeno o sea 5/.21 = 23.8 volúmenes de aire lo que equivale en el justo valor teórico de 1/24.8 % de propano y 23.8/24.8% de aire: 4.03% en volumen de propano y 95.97% en volumen de aire.

Para que ocurra una reacción de combustión, debe existir una fuente de ignición dentro de una "bolsa" de gas/aire en un volumen que esté entre el límite inferior del 2.2% y el límite superior de 9.5% (determinados experimentalmente) . La fuente de ignición debe contener la energía suficiente para iniciar el proceso de combustión y sostenerlo por sí misma. Para el propano, la energía mínima de ignición es de 0.25 milijulios, equivalente a una chispa pequeña; más aún, este gas puede arder en contacto con una superficie razonablemente extensa que esté a una temperatura de tan sólo 500°C. El gas natural lo haría si la temperatura fuese de mínimo 540°C y el acetileno requiere sólo 300°C de temperatura de esta superficie caliente imaginaria ¡La temperatura de un cigarrillo encendido está entre 540°C y 650°C!.

Las fuentes de ignición pueden ser, como ya se dijo llamas abiertas como quemadores de pilotos, superficies calientes como los motores de combustión interna en funcionamiento, o la chispa que salta al encender o apagar un interruptor eléctrico "no encerrado o encapsulado".

Cuando se realiza la combustión completa del propano (la reacción química atrás descrita) el frente de llama se desplaza rápidamente a través de la mezcla y puede ejercer presiones de hasta 10 veces superiores a la atmosférica. Una explosión de Propano en aire puede producir sobrepresiones de hasta 130 psi (9.5 Kg/ cm^2). Una presión de tan SÓLO 35 g / cm^2 contra una pared de 2.50 x 3.50 metros puede generar una fuerza de ¡3 toneladas! O sea que volúmenes relativamente pequeños de gas, tal como lo comprueba la realidad de los accidentes , pueden causar daños estructurales de gravedad.

Otro peligro es la denominada "Bleve" que es la sigla formada por las iniciales de la frase en inglés "Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" o sea la "explosión de vapores que se expanden al ebullir un líquido". Es la ruptura violenta con proyección y desplazamiento de fragmentos de un recipiente a grandes distancias causadas por un tipo especial de explosión. No se requieren reacciones químicas de combustibilidad, por lo cual este fenómeno puede darse incluso en calentadores de agua y calderas de vapor cuando se sobrecaliente el líquido por encima de la temperatura de ebullición a presión atmosférica dentro de un recipiente a presión, se produce un descenso súbito de la presión interior del recipiente y se presenta el fenómeno de nucleación espontánea.

Los dos ejemplos anteriores, buscan señalar la importancia del estudio de la seguridad en el manejo de los combustibles. Se podrían agregar más y más ejemplos o indicadores tales como que 1 pie cúbico de agua se convierte en 500 pies cúbicos de vapor de agua a 35 psig y 281° F o en 1.600 pies cúbicos de vapor de agua a una atmósfera de presión y 212°F, lo que se traduce en grandes presiones al evaporarse el agua en un espacio cerrado. El estudio de la energía requiere el estudio de la seguridad de su manejo.

2.5 OTRAS REACCIONES QUÍMICAS

Ya mencionamos que la combustión del metano es la reacción principal que tiene lugar al quemar este gas.

$$CH_4 + 2O_2 \xrightarrow{\triangle} CO_2 + 2H_2O + 213\ \text{Kcal / mol}$$

De otra parte, la oxidación parcial controlada y su reacción catalítica con agua a temperatura elevada, convierte al metano en una fuente cada vez más importante de otros productos que no sean calor: de **Hidrógeno**, empleado en procesos de hidrogenación, en la fabricación de amoníaco, de mezclas de monóxido de Carbono e Hidrógeno, usadas en la síntesis del metanol y otros alcoholes así como en la producción de gasolina sintética; y del acetileno, que es a su vez el punto de partida para la producción de gran cantidad de compuestos.

$$6CH_4 + O_2 \xrightarrow{1500°C} 2C_2H_2 + 2CO + 10\,H_2$$

$$CH_4 + H_2O \xrightarrow[Ni]{850°C} CO + 3H_2$$

La producción de Etileno C_2H_4 junto con las dos producciones antes mencionadas, unidas a las de propileno C_3H_6 y a las de Benceno, Tolueno y Xilenos, principalmente, es el punto de partida de la industria petroquímica con productos finales tan variados como amoníaco, úrea, metanol, acetato de polivinilo, acetato de celulosa, resina formaldehído, Metil Terbutil Eter (MTBE) , polietileno de baja y alta densidad, polietilenos lineales, poliéster, detergentes, alcoholes grasos, cloruro de polivinilo (PVC), poliestireno, polipropileno, nylon 6.6 , poliacrilatos, resinas epóxicas, metil – etil – cetona, resinas fenólicas, poliuretano, Tereftalato de polietileno (PET), etc.

3. EL PETRÓLEO

3.1 INTRODUCCIÓN

El petróleo es una mezcla natural y compleja de hidrocarburos que contiene cantidades pequeñas de azufre, oxígeno, nitrógeno y metales que significan partes contaminantes, no sólo en el proceso de refinación sino cuando se utilizan las fracciones como combustibles o materia prima.

Los hidrocarburos comprenden cuatro series de compuestos: parafinas, oleofinas, naftenos y aromáticos. La proporción de estos compuestos determina un conjunto de propiedades que finalmente inciden en la calidad y tratamiento de los derivados . Un análisis importante es el PONA (de parafinas, oleofinas, naftenos y aromáticos) que determina la distribución de estas series de hidrocarburos.

El azufre que puede estar presente en el petróleo, disuelto en forma libre, como sulfuro de hidrógeno o como compuestos orgánicos tales como thiofenos, ácidos sulfónicos, mercaptanos, alquil sulfatos y alquil sulfuros, es el causante del fenómeno denominado "lluvia ácida" por los gases de combustión de las fracciones derivadas del petróleo o del gas natural que contienen ciertos niveles de azufre.

Gravedad API. En la industria petrolera más que usar la expresión de densidad para esta propiedad física de la masa de su unidad de volumen, se utiliza la expresión Gravedad API que siempre está referida a 60° F (15.56° C) salvo que expresamente se indique otra temperatura (por ejemplo en asfalto se usa la temperatura 77° C (25° C). Por definición, tenemos:

$$Gravedad\ API = \frac{145}{Gravedad\ Específica\ 60/60°\ F} = -131.5$$

O sea que al agua a 60° F le corresponde una gravedad API de 10; líquidos menos densos que el agua tienen una gravedad API mayor de 10 y líquidos más densos que el agua tienen una gravedad API menor de 10.

Se denominan crudos pesados aquellos cuya gravedad API fluctúa entre aproximadamente 16° API y 24° API, crudos medianos cuya gravedad API está entre 24° API y 32° API y crudos livianos aquellos que superan los 32° su gravedad API. Esta escala no es absoluta , es más bien indicativa. Por ejemplo, la primera conferencia Internacional sobre el futuro de los crudos pesados y las arenas bituminosas celebrada entre el 4 y 12 de junio de 1.979 en Edmonton ciudad de la provincia de Alberta en Canadá, fue incapaz de resolver la pregunta de cómo definir mejor y clasificar los crudos pesados y los bitúmenes naturales.

Esta clasificación de los crudos se refiere a los crudos "líquidos" . Los crudos muy pesados denominados bitúmenes son semisólidos o sólidos a temperatura ambiente y por lo tanto su viscosidad pasa de los 10.000 centipoises y puede acercarse al millón; generalmente tienen alto contenido de azufre (alrededor del 3% en peso) y el contenido de asfaltenos puede estar cercano al 50%. La importancia de los crudos pesados y de los bitúmenes está en su alto volumen de reservas aún cuando los costos de explotación y refinación son considerablemente más altos que los correspondientes a los crudos medianos y livianos.

3.2 ALGO DE HISTORIA

El petróleo conocido desde la antigüedad por los manaderos o sumideros (se menciona su uso para calafatear el arca de Noé y la canasta-cuna de Moisés) sólo inicia su producción industrial en la segunda parte del siglo XIX.

Hasta mediados del siglo XIX la iluminación se obtenía principalmente con lámparas que quemaban aceite de ballena o aceite de carbón mineral (destilado del carbón); ambos combustibles se caracterizaban por ser de calidad muy pobre y además costosos. En 1.858 Col. A.C. Ferris de Nueva York obtuvo unas muestras de "aceite de roca" de unos sumideros que encontró, observó que se podía destilar y obtener un combustible mejor para las lámparas de aceite. El hecho que él ofreciere U$20 por barril de este aceite de roca indujo finalmente a la Pennsylvania Rock Oil Company a perforar en Titusville el primer pozo exploratorio e iniciador de esta industria: el resto es historia. Se habían unido George Bisell un abogado, con James Townsend un banquero y Benjamín Silliman Jr. un profesor de química , y otros inversionistas para crear la primera empresa petrolera; contrataron a Edwin L. Drake un aventurero (no era coronel como se hacía nombrar de la gente) y obtuvieron el líquido deseado perforando la corteza terrestre.

Durante 1860 las ventas totales de crudo alcanzaron los 650000 barriles y el precio cayó de U$20 / barril a U$2/barril. En 1861 el precio promedió alrededor de los US¢50/barril: efecto del mercado, relación oferta /demanda. La fiebre de oro negro se habría extendido en 1875, diez y seis años después de aquel agosto 27 de 1859 en Titusville , ya se producía en el occidente de Virginia , en Kentucky, Ohio, Tennessee, Nueva York, Texas y California.

Las refinerías de aceite de carbón se cambiaron para refinar el crudo y producir el Queroseno para la lámparas de alumbrado y los residuos pesados para hacer lubricantes. La fracción de gasolina era un subproducto peligroso.

En 1900 Wyoming, Colorado, Illinois, Indiana, Missouri, Kansas, Oklahoma y Michigan se habían agregado a la lista de los estados productores de petróleo y Rusia había desplazado a los Estados Unidos como primer productor mundial. En 1901 México empezó a producir petróleo; en 1908 se descubrió en Irán, en Venezuela en 1914 y en Colombia en 1918.

El crecimiento del uso del automóvil cambió la estructura de refinación y mercadeo; la gasolina pasó a ser el producto más deseado. En 1912 ya existía un millón de vehículos en las carreteras que reclamaban este producto; en 1921 la "población" de vehículos en los Estados Unidos había alcanzado los 10 millones de unidades.

Con la gasolina y los otros derivados el petróleo fue desplazando al carbón de la industria y del mar y por tanto creció su demanda. Aunque la historia moderna del petróleo comenzó en la segunda mitad del siglo XIX, es en el siglo XX en el que se transformó: Observemos el ritmo de crecimiento de su producción.

Tabla 4. Crecimiento de la producción mundial de petróleo

AÑO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
1.900	400 mil barriles diarios
1.940	6.0 millones de barriles / día
1.950	11.0 millones de barriles / día
1.960	22.0 millones de barriles/ día
1.970	48.0 millones de barriles /día
1.980	62.9 millones de barriles / día
1.990	65.7 millones de barriles / día
1.997	72.2 millones de barriles / día

Veamos lo que dice Daniel Yergin en su libro "La historia del petróleo" (Editorial Vergara. Buenos Aires 1.992) en las primeras páginas (12 y siguientes) que denotan el impacto geopolítico de este recurso:

" a principios de la década de 1990, casi ochenta años después de que Churchill asumiera el compromiso con el petróleo – comprometer irrevocablemente a la Armada Británica al uso del petróleo en lugar del carbón - , después de dos guerras mundiales y una prolongada Guerra Fría y en lo que se suponía que iba a ser el principio de una nueva y más práctica era, el petróleo pasó a ser – una vez más – el foco del conflicto mundial. El 2 de agosto de 1990 , y de nuevo otro de los dictadores del siglo, Saddan Hussein, de Iraq, invadió Kuwait un pequeño estado fronterizo con el suyo. Su objetivo

no era solamente conquistar un estado soberano, sino también apoderarse de sus riquezas. El premio era enorme. Si tenía éxito, Iraq pasaría a ser el país líder entre los productores de petróleo y dominaría tanto el mundo árabe como el Golfo Pérsico, donde se encuentra la mayoría de las reservas de petróleo del mundo"..." Al final del siglo veinte, el petróleo seguía siendo determinante no sólo para la seguridad y prosperidad de la civilización, sino para su propia naturaleza

... Son tres los grandes temas que subrayan en la historia del petróleo.

El primero es el auge y desarrollo del capitalismo y de la empresa moderna. El petróleo es el negocio más grande y difundido de todo el mundo, el mejor de los grandes sectores industriales que surgieron en las últimas décadas del siglo diecinueve... La expansión del negocio en el siglo veinte encarna la evolución experimentada durante el siglo por las empresas, la estrategia corporativa, el compendio tecnológico, el desarrollo del mercado y, a buen seguro, las economías tanto nacional como internacional. A lo largo de la historia del petróleo se han hecho operaciones y se han tomado decisiones trascendentales - entre hombres, compañías y naciones – a veces de forma muy calculada y a veces casi por accidente. No hay negocio alguno que tan acusada y extremadamente defina el significado de riesgo y recompensa , y el profundo impacto de la suerte y el destino.

A medida que contemplamos cada vez más próximos el siglo veintiuno, queda claro que el dominio se basará tanto en un "chip" informático como en un barril de petróleo ... De las veinte compañías que encabezan la mítica lista de 500 de la revista Fortune, siete son compañías petroleras ... En palabras de un magnate: "el petróleo es casi como dinero".

El segundo tema es el del petróleo como mercancía íntimamente entrelazada con las estrategias nacionales y la política y el poder a escala mundial. Los campos de batalla de la Primera Guerra Mundial establecieron la importancia del petróleo como elemento de poder nacional cuando el motor de combustión interna desplazó al caballo y a la locomotora impulsada por el vapor generado mediante la combustión del carbón...

No obstante, el petróleo también ha demostrado que puede ser el oro de los necios. El Sha de Persia vio cumplido su más ferviente deseo: la riqueza del petróleo. Y la riqueza del petróleo lo destruyó. El petróleo levantó la economía de México, sólo para luego minar sus cimientos. La Unión Soviética – el segundo exportador del mundo por volumen – despilfarró sus enormes ingresos por petróleo durante las décadas de 1.970 y 1.980 en unos enormes gastos militares y en una serie de inútiles y en algunos casos desastrosas aventuras internacionales. Y Estados Unidos, que en tiempos fue el mayor productor y todavía es el mayor consumidor, debe importar la mitad de su suministro, lo que debilita su posición estratégica general y añade una gran partida a un déficit comercial que ya resulta enormemente gravoso.

... Un tercer tema en la historia del petróleo resalta la forma en que la nuestra ha llegado a ser una "sociedad del hidrocarburo" y nosotros, en el lenguaje de los antropólogos, unos "hombres del hidrocarburo" En sus primeras décadas, el negocio del petróleo facilitó a un mundo en vías de industrialización un producto bautizado con el nombre

compuesto de "kerosene" – de Keros y Elaion palabras griegas que significan "cera" y "aceite" respectivamente, alterando elaion por ene, de modo que este producto sonase parecido al familiar canfene – y conocido como la "nueva luz", que apartó la noche y amplió la jornada de trabajo. Al final del siglo diecinueve , John D. Rockefeller se había hecho el hombre más rico de Estados Unidos, en su mayor parte con la venta de keroseno. Entonces la gasolina era un subproducto inútil casi, que a veces se llegaba a vender a dos centavos el galón y , cuando no se podía vender, se vertía a hurtadillas en los ríos por las noches. Pero precisamente cuando el invento de la lámpara incandescente parecía señalar la obsolescencia del sector petrolífero, se abrió una nueva era con el desarrollo del motor de combustión interna, activado por gasolina. El sector petrolífero tenía un nuevo mercado, producto del nacimiento de una nueva civilización"

¿Pero cuál es la situación "social" del recurso actualmente?. Usemos las mismas palabras de Daniel Yergin para describir la situación:

"Durante la mayor parte de este siglo la creciente dependencia del petróleo se celebraba casi universalmente como un buen símbolo del progreso humano. Pero las cosas ya no siguen igual. Con el auge de los movimientos medioambientales, los supuestos básicos de la sociedad industrial se están poniendo en tela de juicio y el sector petrolífero en todas sus dimensiones encabeza la lista de los que se van a examinar , criticar y combatir. Los esfuerzos están creciendo en todas las partes del mundo para restringir la combustión de todos los combustibles fósiles - petróleo, carbón y gas natural – debido a la niebla artificial y contaminación del aire que producen, acompañadas además de la lluvia ácida y de la destrucción de la capa de ozono, sin olvidarnos del espectro del cambio climático. El petróleo, que es una característica tan determinante del mundo, tal como lo conocemos, es acusado ahora de provocar la degradación medioambiental y el sector petrolero, orgulloso de su capacidad técnica y de su contribución a la conformación del mundo moderno se encuentra a la defensiva acusado de ser una amenazada para las generaciones actuales y futuras."

En junio de 1.997 se llevó a cabo en Nueva York la II Cumbre de la Tierra, cinco años después de la de Río de Janeiro con participación de 173 países. Hubo acuerdo unánime sobre los problemas existentes pero igualmente hubo desacuerdo general sobre las soluciones para enfrentarlos. Por supuesto el evento terminó en una advertencia de que los bosques, los océanos, la atmósfera y miles de especies están en serio peligro. Mil quinientos científicos firmaron un manifiesto en el que pide a los líderes políticos del mundo que actúen de forma inmediata para prevenir las funestas consecuencias del calentamiento global inducido por el hombre y destacan que este calentamiento es un hecho y tiene por causa principal la excesiva utilización de combustibles fósiles, es que en un sólo siglo se ha enviado más gases a la atmósfera que en toda la historia anterior del hombre. Ya en Kioto, Japón , se logró un acuerdo que espera su cumplimiento.

3.3 RESERVAS Y SU LOCALIZACIÓN

Un aspecto importantísimo en la geopolítica del petróleo, aparte de su carácter de Recurso No Renovable, radica en las dispares relaciones Consumo – Producción principalmente de parte de los países desarrollados, y la localización del mayor volumen de reservas. En el cuadro 6, tomado de las Estadísticas de B.P, documento varias veces citado, resumimos la situación.

Cuadro 6. Reservas y localización del petróleo

	Millones de toneladas 1.997			R/P a Dic. 31/97
	Producción	Consumo	Diferencia	(años)
Total Norte América	668.8	1006.2	(337.4)	16.0
Total Sur y Centro América	330.9	214.3	116.6	37.3
Total Europa	327.5	746.9	(419.4)	8.2
Total Antigua Unión Soviética	362.9	198.6	164.3	24.7
Total Medio Oriente	1045.3	201.7	843.6	87.7
Total África	373.1	111.6	261.5	25.0
Total Asia – Pacífico	366.1	916.2	(550.1)	15.6
Total del mundo	**3474.7**	**3395.5**	**79.2**	**40.9**
* USA	379.2	846.5	(467.3)	9.8
* Federación Rusa	306.9	128.0	178.9	21.7
* China	160.1	185.6	(25.5)	20.5
* Japón	-	266.4	(266.4)	-
* Colombia	33.7	12.9	20.8	11.7
* Venezuela	173.5	19.7	153.8	59.5
* Méjico	170.6	77.6	93.0	33.6

Fuente: Estadísticas de la B.P. y cálculos del autor.

De las cifras anteriores se destaca:

- Estados Unidos depende de un poco más del 50% de suministro externo.
- Europa está en una situación similar a la de Estados Unidos.
- Japón depende del suministro externo.
- Los exportadores netos son los países del Medio Oriente, África, la Antigua Unión Soviética y América Latina (Venezuela y Méjico, fundamentalmente).
- Las reservas de petróleo siguen el patrón de producción / consumo.

Como se observa, existe una gran dependencia del mundo islámico con sus obvias consecuencias.

Si comparamos las reservas de los países de la OECD y las de la OPEP, las cifras son más dicientes.

Cuadro 7. Reservas de petróleo en millones de barriles 1.997

No OPEP	10^6 Barriles	
OECD	96.9	9.3 % del total mundial
Antigua Unión Soviética	65.4	6.4
Otros No OPEP	78.2	7.6
OPEP		
Arabia Saudita	261.5	25.2
Iraq	112.5	10.8
Kuwait	96.5	9.3
Irán	93.0	9.0
Emiratos Árabes	97.8	9.4
Otros OPEP	135.8	13.1

Las cifras netas de producción – consumo nos muestran el impactante volumen comercializado. En 1.997 con una capacidad de refinación instalada de 79.2 millones de Barriles de petróleo diarios, (el 23.9% localizados en Norte América, el 21.1% en Europa, el 22.8% en Pacífico Asiático, 8% en Centro y Sur América, 13.2% en la Antigua Unión Soviética, 7.3% en el Medio Oriente y el 3.7% en Africa), el mundo consumió 71'67 millones de barriles diarios de petróleo, de los cuales el 43.3% se intercambió internacionalmente (31 millones de barriles diarios de petróleo); además de 9'1 millones de barriles de derivados del petróleo. En el cuadro 8 se muestra este mercado internacional.

Cuadro 8. Mercado internacional del petróleo y sus derivados

	Miles de Barriles Diarios 1.997			
	Importación		Exportación	
	Crudo	Productos	Crudo	Productos
Estados Unidos	7995	1913	112	863
Canadá	761	174	1135	357
Méjico	-	299	1715	52
Centro y Sur América	1030	240	2261	957
Europa Occidental	7814	1599	912	723
Antigua Unión Soviética	-	96	2211	1202
Europa Central	1054	268	2	140
Medio Oriente	86	86	15746	2437
Norte de África	147	107	2028	715
África Occidental	42	146	3073	29
Este y Sur Africa	462	86	-	-
Australia	468	69	187	134
China	713	498	416	90
Japón	4681	1054	-	125
Otros del Pacífico Asiático	5509	2044	974	934
No identificados	241	418	231	334
TOTAL MUNDIAL	**31003**	**9095**	**31003**	**9095**

3.4 SITUACIÓN COLOMBIANA

La situación petrolera del país puede visualizarse en las siguientes cifras:

A Diciembre 31 de 1998 tenía unas reservas probadas de 2478 millones de barriles. Si esta cifra se equipara con la producción esperada para este año de 841 mil barriles diarios (equivalentes a 307 millones en el año), tendremos una relación de Reserva/ Producción (R/P) de escasos ocho años y en un nivel exploratorio de los más bajos en los últimos veinticinco años. ¿Volverá Colombia a ser importadora de crudo como lo fue durante la llamada década negra 1976-1985?. Salvo si sé incrementa el recobro de los campos existentes y se acelera la exploración, parecería que volveremos a tal situación en un lapso de unos 6 a 7 años con todas las consecuenias económicas y cambiarias.

Con el conocimiento geológico actual, Colombia tiene un buen potencial petrolero (acá referido a petróleo y gas natural) y por esto, y el alto monto de inversión requerida, el Gobierno Nacional tomó como propósito cambiar el marco regulatorio para atraer al inversionista privado (principalmente el extranjero) y torcer la actual tendencia de descenso.

El sector petrolero es bien importante para el país: representa aproximadamente el 4.5% del Producto Interno Bruto; contribuye con un poco más del 20% de las exportaciones totales de la nación y en 1998 atrajo inversiones extranjeras por cerca de mil millones de dólares, y generó ingresos por regalías de unos doscientos millones de dólares que representan un 9% del total de las transferencias centrales a los territorios.

Colombia tiene un potencial de hidrocarburos de 37 billones de barriles de petróleo equivalente en sus dieciocho cuencas sedimentarias, la mayoría de ellas con escasa o nula actividad exploratoria. Se destaca que a pesar de la escasa actividad exploratoria en los últimos quince años se descubrieron dos campos gigantes, de más de mil millones de barriles de reservas: Caño Limón y Cusiana-Cupiagua (sus costos exploratorios de alrededor de US$ 1.50 / barril, la señala como una geología competitiva donde el riesgo exploratorio muestra una relación de éxito del 20%).

Los cambios en el régimen de regalías para nuevos descubrimientos, las modificaciones al contrato de asociación, principalmente en lo pertinente a la disminución de la participación de ECOPETROL en los contratos de asociación, buscan darle dinamismo a la exploración que se ha visto resentida por la caída de los precios del petróleo y por ciertas condiciones del país como son la inseguridad (casi mil atentados a la industria desde 1986) y el tramite ambiental principalmente.

Como ya se mencionó, la producción pico de petróleo cuando ya han entrado en producción los proyectos Cusiana y Cupiagua: 841.000 barriles diarios. En Diciembre de 1998 el país produjo 846.6 mil barriles diarios de crudo, cifra que nos permite conocer cual es la participación real y efectiva de ECOPETROL y de los privados en la producción. Por supuesto que si se considera la participación de la empresa estatal en los contratos de asociación, su porcentaje se eleva pero estamos hablando de participación activa que para el caso exploratorio todavía es más reducida cuando de sísmica y principalmente actividad de perforación exploratoria se trata (véase cuadro 9).

Cuadro 9. Producción nacional de crudo

	Diciembre /98		Promedio / 98	
	*kB/D	%	*kB/D	%
Asociación	**720.8**	**85.1**	**622.1**	**82.5**
SDLA	442.7	52.3	349.4	46.3
Cravo Norte	144.5	17.0	136.9	18.2
Otras Asociaciones	133.6	15.8	135.8	18.0
ECOPETROL	**108.0**	**12.8**	**115.8**	**15.3**
Concesión	**17.8**	**2.1**	**16.5**	**2.2**
TOTAL PAÍS	**846.6**	**100.0**	**754.3**	**100.0**

Como se observa, prácticamente el 70% de la producción de crudo procede de los gigantes descubrimientos en los últimos quince años: Caño Limón y Cusiana-Cupiagua en su orden cronológico, pues Caño Limón ya ha producido más del 80% de sus reservas y empezó se declinación (el 90% de la producción es agua). Ecopetrol únicamente produce 1/8 parte del total nacional: el peso del sector privado es evidente en exploración- producción y la empresa estatal domina en la parte menos rentable del negocio como lo es la refinación.

En el siguiente cuadro se ve el reflejo de la actividad exploratoria en lo que va de este decenio.

Cuadro 10. Actividad exploratoria de petróleo en Colombia en el período 1990 -1998.

	No. de contratos Asociación		Sísmica terrestre 2D		Pozos A-3/A-2/A-1		Inversión Exploratoria-MUS$	
	Suscritos	Vigentes	Km. totales	% Ecopetrol	Total país	Ecopetrol	Total	Ecopetrol
1990	24	89	9594	47.2	67	8	190	46
1991	22	92	7582	57.5	50	6	177	32
1992	13	84	8049	47.2	41	5	376	40
1993	9	82	4804	37.8	37	6	337	32
1994	12	72	2211	53.3	30	4	211	26
1995	15	87	2180	28.7	16	3	309	38
1996	18	97	2163	29.4	22	1	296	61
1997	17	104	2457	28.3	28	0	370	36
1998	14	111	1832	18.2	42	1	396	53

Fuente: ECOPETROL

* KB/D= Kilobarriles/Día

Si sólo se tomaron los pozos exploratorios A-3 (wildcats) el caso sería más dramático. Debe señalarse que la actividad exploratoria cubre los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

4. EL GAS NATURAL

4.1 INTRODUCCIÓN

Se aplica el término "gas natural" a la mezcla gaseosa a condiciones normales de presión y temperatura que se produce de un yacimiento de hidrocarburos y cuya composición química varía generalmente de un campo a otro, pero cuyo componente principal es el metano (CH_4).

La mezcla gaseosa contiene generalmente, aparte del metano, otros hidrocarburos livianos mezclados con nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, vapor de agua, agua libre y otros materiales en menor proporción.

El gas natural puede ser **gas asociado** (o disuelto) o **gas libre** (o no asociado). El gas libre o no asociado, es en cierto sentido, un gas "discrecional" puesto que una vez descubierto puede o no desarrollarse hasta cuando las condiciones económicas sean las apropiadas para su comercialización, pues se encuentra sólo(sin petróleo líquido) en el yacimiento y por tanto su producción depende del control del pozo. Es el caso de los campos de gas natural de Chuchupa y Ballena en la Guajira colombiana.

El gas natural asociado es el que acompaña al crudo en el reservorio y por lo cual se considera "no discrecional". Si está disuelto en el crudo, se produce junto con éste y a menos que se requiera reinyectarlo al pozo para mantener una presión interna en el yacimiento (caso de los campos de Cusiana y Cupiagua en el Casanare colombiano), si no existe un mercado para este gas generalmente se quema en una tea. En algunos casos este gas asociado se halla en grandes capas en la parte superior del yacimiento como fase gaseosa y su producción prematura agotará la presión del reservorio (salvo reinyección) y reducirá el recobro último del petróleo. De una manera práctica ni se puede demorar ni acelerar la producción de gas independientemente de la producción del petróleo al cual se encuentra asociado. Se estima que un poco menos de una tercera parte de las reservas mundiales de gas natural son de gas asociado y el resto de gas libre o no asociado.

Las reservas mundiales de gas natural a diciembre 31 de 1997 totalizaban 144.76, terámetros cúbicos que equivalen al 47% de las reservas mundiales de petróleo y gas natural a la misma fe-

cha. Además, la adición de reservas de gas en los últimos años ha sido más grande que la adición de las de petróleo. De 1977 a 1997 las reservas de gas natural a nivel mundial se multiplicaron por 2.03 (pasaron de 71.35 terametros cúbicos en diciembre 31 de 1977 a 144.76 terámetros cúbicos en diciembre 31 de 1997), mientras que los de petróleo sólo lo hicieron 1.59 veces (653.3 gigabarriles en 1977 a 1037.6 gigabarriles en 1997).El aumento en estos 20 años de 73.41 terametros cúbicos de reservas de gas natural , equivalen aproximadamente a 462 gigabarriles de petróleo equivalente, cifra superior a los 384.3 gigabarriles de petróleo que crecieron las reservas mundiales de este recurso en el mismo período. Es de mencionar que por razones de mercado algunos descubrimientos de gas natural han sido clasificados en la categoría de "no comerciales" y por lo tanto no se contabilizan sus reservas.

No obstante la magnitud de las reservas mundiales de gas natural, el papel de este recurso en el comercio internacional es relativamente menor. El consumo mundial de gas natural ha venido ganando posición relativa y en 1997 alcanzó el 36.8% del total combinado petróleo más gas. En la década 1987 – 1997 el consumo mundial de petróleo creció el 15.2% mientras el del gas natural lo hizo en un 25.1%.

Cuadro 11. Consumo Mundial de Gas Natural y Petróleo

CONSUMO MUNDIAL	1.987	1.997	CRECIMIENTO
Petróleo- Millones de toneladas	2947.2	3395.5	15.2%
Gas Natural – Millones de Ton. de Petróleo Equiv.	1581.0	1977.3	25.1%
% del gas natural sobre consumo petróleo y gas	34.9%	36.8	1.9 puntos porcentuales

pero el mercado internacional del petróleo y sus derivados es más activo que el del gas natural. Miremos las cifras de 1.997

Tabla 5. Mercado Internacional del petróleo y gas natural. Cifras de 1997

	Petróleo	Gas Natural
* Consumo mundial: Millones de Ton. De petróleo equivalente	3395.5	1977.3
* Comercio internacional: Millones de Ton. De petróleo equivalente		
En Petróleo	1543.8	
En derivados del petróleo	435.1	
TOTAL	1.978.9	389.8
- % de comercio internacional	58.3	19.5
que corresponde a millones de barriles diarios de petróleo equivalente	41.1	7.5

Las razones para esta disparidad en el comercio internacional están en los costos de recolección y transporte del gas natural comparados con los del petróleo debido a la "concentración" de la energía de ellos, esto es, principalmente a su densidad. Los relativamente bajos costos de transporte del petróleo en grandes tanqueros y por oleoductos (cuando se compara con el transporte del gas natural) han facilitado la existencia de un verdadero mercado internacional de petróleo. La valoración de un crudo está relacionada con el diferencial de calidad y de costo de transporte al precio de un crudo marcador que por ejemplo hoy día puede ser el W.T.I. o el crudo Brent . Los variados y altos costos de transporte del gas natural no han permitido una valoración similar, el proceso de determinación de su precio en un sitio determinado es similar al usado para el combustible alterno. Por ejemplo, el precio del gas natural en Cali es superior al de Bogotá y en su estructura el mayor porcentaje corresponde al valor del transporte Chuchupa – Cali siendo actualmente aún superior al valor del producto en sí mismo.

4.2 TRATAMIENTO Y TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

Como se mencionó atrás, el gas natural puede contener ciertas fracciones de hidrocarburos diferentes del metano, así como otras sustancias que eventualmente deben removerse. En general (a no todos los campos de producción se les aplican todos los esquemas de tratamiento) el gas natural debe ser tratado según cuatro procesos básicos:

- Separar el gas de los líquidos libres tales como crudo, hidrocarburos condensados, agua y sólidos atrapados.
- Procesar el gas para remover condensables y vapores de hidrocarburos recuperables.
- Procesar el gas para remover el vapor de agua condensable, el cual bajo ciertas condiciones puede causar la formación de hidratos.
- Procesar el gas para remover otros compuestos indeseables, tales como H_2S y CO_2 que, según su concentración, pueden causar severa corrosión a los equipos de transporte, de proceso y de combustión. Por ejemplo la mayoría de gasoductos tienen como especificación de contenido máximo de H_2S del gas natural 0.25 gramos por 100 pies cúbicos estándar que equivalen aproximadamente a 4 partes por millón.

Entonces podemos gráficamente mostrar las partes constitutivas (no todas tienen que estar presentes en un gas particular) del gas natural así:

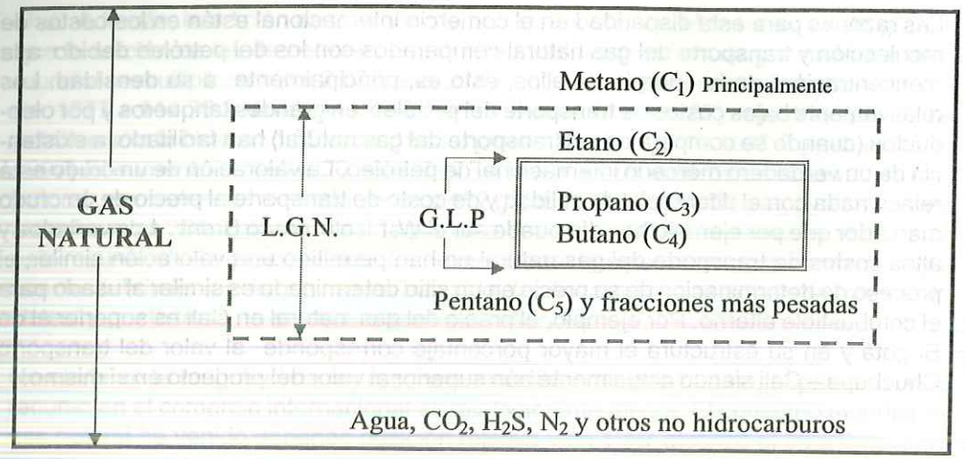


Figura 2. Fraccionamiento del gas natural

Los denominados Líquidos del Gas Natural L.G.N. (NGL en inglés) corresponden a las fracciones de Etano hacia arriba.

Las fracciones de Propano y Butano (en ciertas proporciones y un máximo determinado de butano) conforman el denominado Gas Licuado del Petróleo G.L.P. (L.P.G en inglés).

Una vez tratado el gas natural, se transporta a los centros de consumo. Generalmente se utilizan gasoductos que lo mueven relativamente comprimido, pues si se desea llevarlo a mayor presión el costo de los equipos se elevaría considerablemente. Otras formas de transportarlo son:

- Como Gas Natural Licuado G.N.L. (en inglés L.N.G.). El gas natural debidamente tratado (se deja prácticamente como sólo metano) se enfría a -260° F (-160° C) y así se licúa reduciéndose su volumen a 1/600 parte de cuando está gaseoso a condiciones estándar. Este proceso se denomina criogenización y es intensivo en capital además de costoso por la energía que consume para este doble cambio de fase (de gaseoso a líquido para transportarlo, y luego volver a gasificarlo para su uso final).

El transporte del G.N.L. requiere de tanqueros y carrotanques especialmente acondicionados para mantener el producto en su estado líquido a –160° C lo cual los hace más costosos que si se transportará líquido a temperatura ambiente (lo cual es imposible con el metano y el etano según se comentó antes por sus propiedades críticas –presión y temperatura críticas-).

El primer tanquero (criogénico) que transportó internacionalmente Gas Natural Licuado fue el Methane Pioneer (¡no podía ser otro su nombre!) que descargó 2.200 toneladas en Canvey Island en el Reino Unido, procedentes de Lake Charles en los Estados Unidos, el 20 de febrero de 1959. (1959 es el año del centenario del primer pozo comercial de petróleo perforado en el mundo) . Ya para 1.997 el volumen de G.N.L. movido

internacionalmente fue de 111.3 gigametros cúbicos equivalentes al 5.1% del consumo mundial de gas natural. En la actualidad existen varios proyectos para la producción de G.N.L. e instalaciones para su recibo, en varios lugares del mundo.

- Como Gas Natural Comprimido G.N.C (en inglés C.N.G.). Cuando se requiere tener Gas Natural en cilindros ya sea para utilizarlo como combustible automotor en reemplazo de la gasolina, o para usarlo como tanque de almacenamiento para pequeñas redes en sitio a los cuales no llega gasoducto alguno, el gas natural tratado se comprime a tres mil libras por pulgada cuadrada, cifra que se compara muy desfavorablemente con la presión de trabajo de un cilindro de G.L.P. que es de menos de una centésima parte de aquel valor, lo cual incrementa los costos de transporte de gas natural. Por ejemplo un metro cúbico de gas natural, en forma gaseosa y en condiciones estandar, sólo contiene aproximadamente una milésima parte de la energía de un volumen similar de fuel oil. Generalmente un oleoducto para líquidos transporta alrededor de cinco veces más la energía que transporta un gasoducto de alta presión de características equivalentes similares.

4.3 COMBUSTIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES. EFECTO INVERNADERO

La preocupación por el efecto invernadero debido a la concentración creciente (?) de CO_2 en la atmósfera y en particular los acuerdos logrados en Kioto sobre reducción de emisiones, hacen que el gas natural tome mayor valor ecológico que los otros combustibles fósiles, por producir menor cantidad de CO_2 para el mismo calor producido por las tres fuentes.

Dependiendo de la calidad de los combustibles y sólo en términos globales, usando los siguientes factores de conversión o de equivalencia, para producir la misma cantidad de calor de combustión, la producción relativa de CO_2 es 1:1,4: 1,8: para gas natural: petróleo: carbón.

1 tonelada de petróleo equivalente = 7.33 barriles de petróleo

1 tonelada de petróleo equivalente = 40 millones de BTU

1 tonelada de petróleo equivalente = 1.5 toneladas de carbón

1000 metros cúbicos de gas natural = 6.29 barriles de petróleo

o sea que, en términos muy globales, el carbón produce un 80% más de CO_2 que el gas natural y el petróleo 40% más, para obtener la misma cantidad de calor.

Por supuesto, el efecto contaminante no es sólo el CO_2 sino también los compuestos NO_x, partículas sólidas, compuestos de azufre, etc., que en conjunto favorecen el mayor uso del gas natural en comparación con el carbón y el petróleo para los efectos ambientales.

Otro factor a favor del gas natural en comparación con el petróleo es la ubicación de las reservas en la geopolítica mundial.

4.4. EL GAS NATURAL EN EL MUNDO – PRODUCCIÓN Y RESERVAS

Como se indicó antes, el consumo de gas natural en el mundo ha venido en crecimiento. Veamos las cifras de 1997:

Cuadro 12. Producción – Consumo de Gas Natural año 1.997

	Producción		Consumo		Superávit/ (Déficit)	
País	10^9 m³	%	10^9 m³	%	10^9 m³	% sobre producción
Estados Unidos	545.3	24.5	632.5	28.8	(87.2)	(16.0)
Federación Rusa	531.0	23.9	331.1	15.1	199.9	37.6
Canadá	156.8	7.1	74.9	3.4	81.9	52.2
Reino Unido	87.0	3.9	85.8	3.9	1.2	1.4
Indonesia	69.0	3.1	32.8	1.5	36.2	52.5
Argelia	67.5	3.0	22.4	1.0	45.1	66.8
Holanda	67.1	3.0	39.1	1.8	28.0	41.7
Noruega	46.7	2.1	0.4	-	46.3	99.1
Uzbekistán	45.9	2.1	41.7	1.9	4.2	9.2
Arabia Saudita	43.9	2.0	43.9	2.0	-	-
Irán	43.0	1.9	42.9	2.0	0.1	0.2
Malasia	39.4	1.8	17.8	0.8	21.6	54.8
Méjico	33.1	1.5	32.8	1.5	0.3	0.9
Venezuela	30.9	1.4	30.9	1.4	-	-
Australia	30.0	1.3	19.6	0.9	10.4	34.7
China	22.2	1.0	19.3	0.9	-	-
India	21.4	1.0	24.4	1.1	-	-
Otros						
Italia	19.5	0.9	53.9	2.5	(34.4)	(176.4)
Alemania	17.3	0.8	79.0	3.6	(61.7)	(356.6)
Ucrania	16.3	0.7	72.2	3.3	(55.9)	(342.9)
Colombia	5.3	0.2	5.3	0.2	-	-
Japón	-	-	65.1	3.0	(65.1)	-
Francia	-	-	34.7	1.6	(34.7)	-
Otros países	284.4	12.8	394.2	17.9	-	-
TOTAL	**2223.0**	**100.0**	**2196.7**	**100.0**	-	-

Fuente: B.P. Statistical Review of World energy 1.998 y cálculos del autor.

Según documentos de la Conferencia sobre Gas celebrado en Caracas los días marzo 9 y 10 de 1.999 el siguiente es el consumo per cápita de gas natural medido en barriles de petróleo equivalente por día:

Tabla 6. Consumo per cápita de gas natural en barriles de petróleo equivalente/día

PAÍS EQUIVALENTE	*BARRILES DE PETRÓLEO*
UNIÓN SOVIÉTICA (Sic)	217
INDONESIA	207
ESTADOS UNIDOS	200
IRÁN	82
UCRANIA	74
MÉJICO	72
UZBEKISTÁN	57
REINO UNIDO	55
ARGENTINA	53
ALEMANIA	48
ITALIA	48
JAPÓN	41
VENEZUELA	33
RUMANIA	29
CANADÁ	26
ARABIA SAUDITA	25
FRANCIA	20
BRASIL	20
HOLANDA	18
ESPAÑA	12

Un ejemplo de la importancia del gas natural se muestra en las cifras de Líquidos del Gas Natural en Venezuela en 1998: produjo 170 mil barriles diarios de los cuales exportó 58.1 mil barriles diarios, 46.4 kB/Día los usó en sus refinerías, 33.1 kB/Día fueron al mercado doméstico (como propano o G.L.P) y 32.9 kB/Día fueron a la industria petroquímica (como propano, butano e isobutano).

El comercio internacional de gas en 1977 alcanzó el 19.5% de la producción mundial ; el 14.5%(321.7 gigametros cúbicos)se hizo a través de gasoductos y el 5% (111.3 gigametros cúbicos)como gas natural licuado en tanqueros. Los movimientos más importantes fueron:

Por gasoductos:

➢ De la Federación Rusa a Europa un total de 116.8 gigametros cúbicos que corres-

ponden al 36.3% de este comercio internacional. Los principales países destinatarios fueron: Alemania, la antigua Checoslovaquia, Italia, Francia, Polonia, Hungría, Bulgaria y Austria; y a Turquía.

- De Canadá a Estados Unidos 83.4 gigametros cúbicos equivalentes al 25.9% del movimiento total .

- De Holanda y Noruega a Alemania, Francia, Bélgica Italia, España, Reino Unido, Luxemburgo, Antigua Checuoslovaquia, Suiza y Austria; y de Noruega a Holanda; un total de 82.4 gigametros cúbicos (25.6% del total).

- De Argelia a Italia principalmente, y en menor cuantía a España y Portugal un total de 24.2 gigametros cúbicos equivalentes al 7.5%.

- Otros movimientos menores que en conjunto sumaron 14.9 gigametros cúbicos que corresponden al 4.6% del total y que comprenden exportaciones de:

  - Estados Unidos a Canadá y a Méjico.
  - Méjico a Estados Unidos.
  - Argentina a Chile.
  - Bolivia a Argentina.
  - Dinamarca a Alemania y Suecia.
  - Alemania a Austria, Bélgica, Hungría y Suiza.
  - Reino Unido a Alemania, Irlanda y Holanda.
  - Irán a Azerbaiján.
  - Omán a los Emiratos Árabes.
  - Malasia a Singapur.

Como gas Natural Licuado:

- Se destacan como países exportadores: Indonesia (32.1% del total), Argelia (21.8%), Malasia (18.1%) y Australia (8.8%), y en menor cuantía Brunei (7.4%), Qatar (2.6%), los Emiratos Arabes (6.7%), los Estados Unidos (1.5%) y Libia (1.0%).

- Los principales países importadores fueron: Japón (57.8%), Corea del Sur (14.1%), Francia (8.3%), España (6.0%) y Bélgica (4.0%).

Miremos ahora en dónde están localizadas las reservas:

Cuadro 13. Localización de las reservas de Gas Natural en el mundo

Región	Dic. 31/77 Tm³	% Variación /97-/77	Dic. 31 1.997		
			Tm ³	%	Relación R/P (años)
Norteamérica	8.44	(0.9)	8.36	5.8	11.5
Sur y Centro América	2.22	183	6.29	4.4	72.7
Europa	4.21	32	5.57	3.8	19.5
Antigua Unión Soviética	26.05	118	56.71	39.2	86.2
Medio Oriente	20.36	140	48.88	33.7	>100
África	5.88	68	9.87	6.8	>100
Pacífico Asiático	4.19	117	9.08	6.3	37.7
Total del Mundo	**71.35**	**103**	**144.76**	**100.0**	**64.1**

Fuente. B.P. Statistical Review of World Energy 1.998 y cálculo del autor.

Agrupadas geopolíticamente estas reservas a dic. 31/97 tenemos

Cuadro 14. Agrupación geopolítica de las reservas de Gas Natural

AGRUPACIÓN	*RESERVAS (Terametros Cúbicos)*	*PORCENTAJE (%)*
PAÍSES DE LA OECD	14.1	9.6
MEDIO ORIENTE	48.9	33.7
ANTIGUA UNIÓN SOVIÉTICA	56.7	39.2
RESTO DEL MUNDO	25.1	17.5

Lo cual da un cuadro diferente de los del petróleo a la misma fecha:

Cuadro 15. Agrupación geopolítica de las reservas de Petróleo

AGRUPACIÓN	*RESERVAS (Gigabarriles)*	*PORCENTAJE (%)*
PAÍSES DE LA OECD	96.9	9.3
ANTIGUA UNIÓN SOVIÉTICA	65.4	6.4
OPEP	797.1	76.8
RESTO DEL MUNDO	78.2	7.6

La dependencia de las reservas de petróleo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Arabia Saudita con el 25.2% de las reservas mundiales, Iraq con 10.8%, la Unión de Emiratos Árabes con 9.4% e Irán con 9.0% principalmente) se traslada en el caso del gas natural a la Federación Rusa (33.2% de las reservas mundiales) a Irán (15.8%) a Qatar (5.9%) a la Unión de Emiratos Árabes (4.0%) y Arabia Saudita (3.7%), principalmente.

4.5 EL GAS NATURAL EN COLOMBIA

La Dirección de Planeación Corporativa de la Empresa Colombiana de Petróleo – ECOPETROL – elaboró el documento "El Sector Gas en Colombia" en el cual se hace un recuento de lo que ha sido la evolución del Sector, muestra su estado actual y presenta diferentes aspectos que incluyen lo referente al suministro, demanda, transporte, distribución y regulación.

Teniendo en cuenta el papel que se estima jugaría el gas natural en la oferta de recursos energéticos en el futuro tanto en el orden mundial como regional y nacional, se presentarán a continuación apartes de este documento que en concepto de los autores cubre en forma integral la temática en particular para los propósitos de las entradas al sistema propuesto para la estructuración del currículo de la Ingeniería en Energía de la UNAB.

"4.5.1 Introducción. Desde 1.975, con la aparición y comercialización de las grandes reservas de gas en la Guajira, Colombia introdujo de manera importante este hidrocarburo en la canasta energética de la Costa Atlántica, región que hoy cuenta con una apreciable tradición en su utilización.

Sin embargo, hasta hace 10 años, se empezó a dar una importancia más marcada al uso del gas y, a pesar de las limitadas reservas, se empezó a estructurar un plan para permitir su consumo masivo, en principio en zonas donde existía producción.

Fue así como la cultura del gas continuó fortaleciéndose en localidades como Santander y el Huila, y empezó a penetrar al sur de Bogotá, gracias a las entonces nuevas reservas de los campos de Apiay.

La sola utilización del gas en los hogares y algunos otros sectores de consumo tales como industria y comercio, permitirán una sustitución de combustibles costosos, induciendo un uso eficiente de energéticos en Colombia, facilitando una oferta flexible, suficiente y diversificada.

Antes del desarrollo de la infraestructura de transporte, el país se veía obligado a concentrar sus esfuerzos en el uso de su riqueza hídrica para la generación de energía eléctrica, asumiendo los riesgos y problemas que se derivan de los altos costos financieros, los frecuentes retrasos en la construcción de proyectos hidroeléctricos, su no despreciable impacto ambiental y las dificultades en su operación.

Hoy, por fortuna, la situación es diferente. Gracias a las reservas de gas con que cuenta el país, las posibilidades de aprovechar este recurso son cada vez mayores. Han permitido que el Plan de Masificación del Gas evolucione favorablemente.

La cobertura estimada en su alcance original se ha ampliado. En la actualidad, las reservas probadas y probables, son suficientes para atender las necesidades del país en el consumo domiciliario, comercial e industrial, y los requerimientos del subsector termoeléctrico, para el plan de expansión de referencia estructurado por la Unidad de Planeamiento Minero Energético – UPME- por los próximos veinte años.

Ya no se habla del gas como un subproducto de la explotación del petróleo. La nueva dimensión del gas en Colombia lo convierte en un nuevo sector energético. Sus actividades están claramente diferenciadas, y constituyen algunos de los prometedores negocios en Colombia que cuentan con multiplicidad de nuevos actores nacionales y socios internacionales. La producción, comercialización, transporte y distribución, cuentan con su propia regulación por parte de la Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG-, la cual ha efectuado una labor destacable, tomando como base elementos de la experiencia mundial y nacional, para moldear la estructura más apropiada requerida en Colombia para el desarrollo de esta industria.

La necesidad de alcanzar una oferta de energéticos diversificada, flexible y confiable para asegurar un mayor crecimiento económico del país; la urgencia de proteger el medio ambiente, las implicaciones sociales del desarrollo del gas y la necesidad de optimizar el uso de las reservas naturales disponibles mediante una planeación integrada del sector energético colombiano, son hechos que reflejan la importancia del sector del gas, en vías de consolidación y fortalecimiento.

4.5.2.El Plan de Masificación del Gas en Colombia. La utilización del gas en Colombia se remonta al descubrimiento de los campos de Santander. Con excepción de los campos de gas libre, el gas asociado[9] fue considerado por muchos años en el país, como un subproducto de la explotación del crudo, y era quemado en las teas de los campos petroleros.

Desde 1.961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y es a través de la Ley 10 de 1.961 cuando por primera vez se prohibe en forma explícita su quema, medida que posteriormente se ratifica mediante el decreto 1.873 de 1973.

Desde sus inicios el gas se comercializó informalmente, mediante una regulación del Ministerio de Minas sobre el precio al consumidor según el sector atendido: termoeléctrico, industrial, petroquímico o residencial, Normalmente, Ecopetrol asumía la responsabilidad de la entrega del producto, conformando un monopolio en la comercialización, teniendo la empresa que absorber los costos de transporte y manejo.

Infortunadamente, el incremento en la oferta de gas no creció al ritmo de la ampliación de la oferta de energía eléctrica, la cual se desarrolló sin obedecer a parámetros de eficiencia económica. Esta situación fue el resultado de la incoherencia en la estructura de precios, limitación de fuentes energéticas, problemas institucionales y carencia de recursos financieros.

Como consecuencia, el país degeneró en una estructura de consumo de energía atípica con respecto a patrones internacionales, presentándose en el sector residencial una alta participación de energía eléctrica para cocción de alimentos y calentamiento de agua, soportado por un enorme desarrollo hidroeléctrico.

---

[9] Gas asociado es aquel que se encuentra en un yacimiento de hidrocarburos, en donde el petróleo es predominante en volumen. Por el contrario, el gas libre, no está asociado a una reserva de petróleo.

La reacción formal a esta situación se presentó en 1.986, cuando se estableció el primer plan nacional de uso general de gas natural, principalmente en el sector residencial. El "Programa de gas para el cambio" planteó la importancia de la situación de energéticos de alto costo, para lo cual propuso ampliar la cobertura con gas natural en las zonas donde existía producción. Igualmente se propuso ampliar el uso del GLP[10] en las grandes ciudades, como etapa intermedia hacia un futuro uso masivo del gas natural.

Sin embargo, el bajo volumen de reservas de gas natural, la falta de estímulos apropiados para su comercialización y la existencia de tarifas de energéticos subsidiadas, constituían las principales limitaciones para desarrollar un mercado adecuado para su consumo.

En 1990, en el documento oficial "Lineamientos del cambio", se replantea el empeño por crear la cultura del uso del gas. Surgen nuevos elementos entre los cuales se destacan 1) la necesidad de estimular la exploración, en razón de que las reservas de gas conocidas no permiten alcanzar una cobertura nacional y 2) la alternativa de llevar acabo una integración gasífera con Venezuela.

Las expectativas de nuevos descubrimientos y la posibilidad de una interconexión con Venezuela, reactivan el interés de suministrar gas al interior del país. Así, en agosto de 1990, se presentaron los resultados de un estudio[11] que confirma los beneficios económicos de la utilización de este energético para el país.

Hacia finales de 1.991, el CONPES[12] aprobó el programa para la masificación del consumo de gas, con base en el estudio que se había adelantado en cooperación con la Comunidad Económica Europea, en el cual se identificaron los principales proyectos del Plan de Masificación del Gas. En este documento CONPES, se esbozó una política macroeconómica y energética integral, en la cual se establecieron las facilidades para los particulares en la construcción de gasoductos troncales, mediante el esquema de concesión. Igualmente se presentó la posibilidad de la distribución a cargo de empresas privadas o mixtas.

La Comisión Nacional de Energía, entonces aprobó en mayo de 1.992, el sistema de transporte de gas, separándolo en troncal, subsistemas y distribución, para garantizar un suministro adecuado a los futuros usuarios.

En 1.993 se elaboró el documento Minminas Ecopetrol DNP-2646-UINF-DIMEN, por medio del cual se expresó nuevamente la necesidad de promocionar una matriz energética más eficiente y conveniente para el país, mediante sustitución de energéticos de alto costo. En el mismo año, se expidió el Decreto 408 de marzo 3, en el cual el CONPES aprobó las estrategias para el desarrollo del Plan Gas, que contemplaban la conformación de un sistema de transporte de gas natural, en el cual Ecopetrol ejercería, directamente o por contrato, la construcción de los gasoductos, utilizando esquemas

[10] Gas Licuado del Petróleo, igualmente conocido como Propano.
[11] Estudio de EURCOLERG, Órgano de la Comunidad Económica Europea.
[12] Consejo Nacional de Política Económica y Social, Documento 2571.

de BOMT[13] o similares, para conectar los campos de producción con los centros de consumo en el país.

La Ley de servicios públicos (142/94) estableció el marco normativo y tarifario, designando a las entidades respectivas, para garantizar la penetración del gas natural.

Se vio también la necesidad de crear un sistema de transporte de gas independiente de los productores, comercializadores y distribuidores, que garantizase el acceso abierto en igualdad de condiciones a todos los usuarios. Así se llegó, después de varios años de debate, a la creación de la Empresa Colombiana de Gas , Ecogás, el 20 de agosto de 1997, como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, con autonomía presupuestal y administrativa, cuya misión es administrar y controlar, operar y explotar comercialmente los sistemas de gasoductos en el país.

Con estas políticas, la masificación del uso del gas será una realidad que permitirá modificar el patrón de consumo de todos los sectores y establecer una oferta adecuada de energía.

Objetivos Generales del Plan de Masificación. Los objetivos del Plan de Masificación del Gas se pueden agrupar en tres grandes categorías.

Energéticos: Promover el uso eficiente de las reservas disponibles de hidrocarburos, especialmente las de gas natural, facilitando una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada. Esto se logra en buena parte, a través de la sustitución de energéticos más costosos en diferentes sectores de consumo, en los cuales son utilizados en forma ineficiente.

Económicos y sociales: El uso eficiente de los energéticos da viabilidad al establecimiento de una canasta de energéticos más económica, acorde con el nivel de ingreso de la población. En el proceso de materialización del Plan, se movilizará una gran cantidad de capital privado que se incorporará a los diferentes negocios en el desarrollo del gas. El resultado del proceso será un incremento real de la cobertura del gas en mercados existentes y el suministro a nuevos centros de consumo. Igualmente, en todo el proceso se generarán las señales adecuadas de precio con el fin de disminuir los altos niveles de subsidio existentes (año 1.992).

Ambientales: El uso eficiente de la energía es un factor determinante en la disminución del impacto ambiental de las actividades productivas del país. Adicionalmente, al ser el gas un combustible limpio, eficiente y abundante, permitirá reemplazar la utilización de energéticos altamente contaminantes. Adicionalmente, y con el complemento de un programa con base en el propano desplazado hacia el sector rural, se evitará la depredación acelerada de los bosques y recursos hídricos.

4.5.3 Suministro de Gas. Las reservas de gas probadas a 31 de diciembre de 1996 corresponden a 7.76 Tera Pies Cúbicos (T.P.C.) y las reservas probables adicionales

[13] Siglas en inglés del esquema de financiación en el cual un inversionista privado Construye (B) , Opera(O), mantiene (M) y transfiere (T) después de un período pactado, los activos a Ecopetrol.-

podrían ser del orden de los 3.72 TPC, de ratificarse los potenciales de los campos de asociación Volcanera y Opón , tal como se muestra en el cuadro 16.

La distribución geográfica de estas reservas lleva a una producción por bloques regionales, que irán siendo integrados por los sistemas troncales de gasoductos, los cuales serán operados por la nueva empresa transportadora Ecogás (para el interior) y las transportadoras particulares existentes.

En la actualidad, estos bloques regionales se caracterizan como se describe a continuación.

El primer bloque regional corresponde a la Costa Norte. Posee cerca del 43% de las reservas remanentes de gas del país, ubicadas principalmente en los campos de Chuchupa y Ballenas en la Guajira y en los campos de Güepajé, Ayombe, Castor y Sucre ubicados en el departamento de Sucre. A su vez, el consumo de esta zona, representa el 78% del consumo total del país. El consumo de gas para la generación de electricidad y para el uso industrial en las ciudades de Barranquilla y Cartagena explican la mayor parte de la demanda de esta región.

El segundo bloque lo constituye la región del Piedemonte Llanero (incluidos los campos de Cusiana y Cupiagua) los cuales se encuentran cerca del 38% de las reservas remanentes que posee el país y cuya explotación jugará un papel fundamental en el suministro de este energético a partir del año 2000. Hoy se estima un potencial de reservas superior a los 1200 GPC en el desarrollo de lo que se ha denominado la fase 3.

Cuadro 16. Reservas de gas natural (GPC) a octubre de 1.997

Regiones y campos	Probadas	Probables
Costa Atlántica	3.162	
Guajira	2.940	
Güepajé	222	
Interior del país	4.743	3.091-3.391
Opón	700	1.100-1.400
Payoa / Salina	107	
Ecopetrol Directa	252	21
Huila	11	
Cusiana	2.973	1.120
Otros (Piedemonte)	700	850
TOTAL	**7.905**	**3.091-3.391**
Total probadas + probables	10.996 – 11.296	

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Este potencial de reservas puede llegar hasta los 1700 Giga Pies Cúbicos (GPC).

El tercer bloque regional es la región de Santander que cuenta aproximadamente con el 10% de las reservas nacionales, ubicadas en los campos de Provincia, Payoa, El Centro y las reservas probadas del Opón a diciembre 31 de 1996. El consumo de esta zona corresponde al 18% del total nacional.

El cuarto bloque lo constituye la región del Huila, con un consumo que corresponde al 1.5% del total nacional, concentrado principalmente en la ciudad de Neiva. Las reservas de los campos de la zona corresponden al 0.35% de las reservas probadas del país.

La región de Meta y el Distrito Capital, conforman el quinto bloque regional, el cual se abastece de los campos de Apiay (en el Meta) y Cusiana. En la actualidad este consumo corresponde a un 1.9% del total nacional, representado principalmente por consumo doméstico.

Por último, a partir de 1993 la ciudad de Cúcuta cuenta con suministro de gas proveniente del pozo Cerrito ubicado en el departamento de Norte de Santander , y existe la posibilidad de interconectarse con el gasoducto Ballenas – Barranca.

Producción. Al ser el gas natural un bien no exportable (por lo menos en el mediano plazo), su producción está condicionada a la demanda nacional. A su vez, la demanda está condicionada en parte por la capacidad proyectada de producción de las reservas probada y probables, en función de la cual habrá seguridad en la atención de diferentes proyectos con base en gas, especialmente en la generación termoeléctrica.

Esta característica del gas hace que la planeación del sector sea particularmente compleja, y obliga necesariamente a una planeación integrada con los sectores que demandan este hidrocarburo en proporciones importantes.

Con base en el potencial de reservas existentes, en la figura 3 se presenta una estimación de la máxima capacidad de producción, establecida con base en los siguientes criterios:

- Disponibilidad en el corto plazo: Determinada con base en las reservas probadas.
- Disponibilidad de largo plazo: Escenario de posibles producciones, considerando nuevas reservas en el Valle del Magdalena Medio, Piedemonte llanero y Guajira.
- Sustitutos: En el interior del país puede sustituirse gas natural hasta 75 MPCD equivalentes del Fuel Oil en el Complejo Industrial de Barrancabermeja y 19 MPCD equivalentes de Fuel Oil y ACPM en Termobarranca. En la costa Atlántica puede sustituirse hasta 12 MPCD equivalentes de carbón en Termo-Guajira y hasta 56 MPCD equivalentes de Fuel Oil en la refinería de Cartagena, Termo-Cartagena y Termo-Barranquilla.

En cuanto a la producción, se estiman las máximas capacidades en cada campo como:

- *Guajira: 827 MPCD*
- *Opón y Valle de Magdalena Medio: 95 MPCD (gas seco) (Opón) y 200 MPCD desde el año 2002 con base en reservas probables.*
- *Piedemonte: 970 MPCD a partir de 2009 con base en reservas probables.*
- *Otros campos menores: se consideran a máxima producción.*

Para atender la demanda esperada, la producción de la Guajira y Casanare será flotante, condicionando su suministro a la capacidad de transporte del gasoducto proveniente de la Costa Atlántica hacia el interior del país.

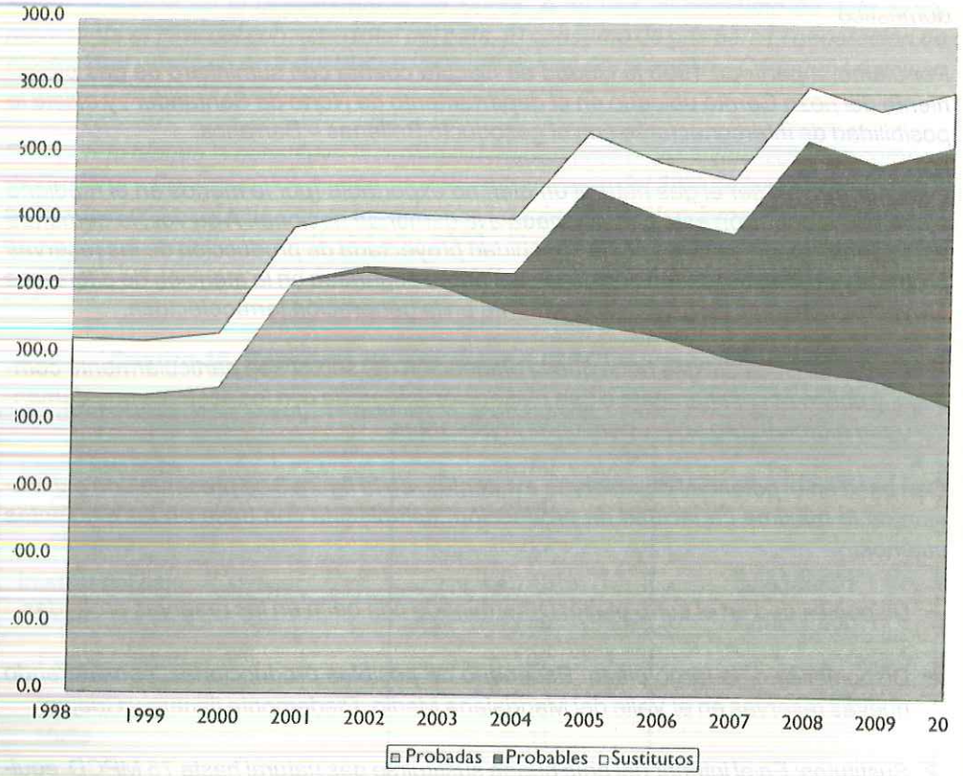


Figura 3. Pronóstico de producción de gas natural (MPCD)

4.5.4 Demanda de Gas. Demanda histórica por sectores.

Hasta el inicio del decenio de los noventas, la escasa demanda de gas natural se desarrolló alrededor de los puntos de producción, encontrándose distribuida de manera desigual regionalmente, siendo la Costa Atlántica predominante en la producción y consumo, seguida por el Departamento de Santander. En estas dos regiones se concentraban el 99% del suministro y el consumo, gas natural en el país.

Esta condición natural se tradujo en el consumo por sectores mostrado en la Figura 4, con un bajo aprovechamiento residencial, y un crecimiento para el decenio 1984-1994 de apenas 0.7% promedio anual.

En cuanto al propano, su suministro estuvo enfocado principalmente hacia Bogotá, Cundinamarca y Santander, con una oferta limitada en los departamentos del Viejo Caldas, Antioquia y el occidente del país. Esta baja oferta de propano frente a una demanda relativamente elevada, exigió la implantación de cupos para su venta, estructura que degeneró en abusos con los consecuentes sobrecostos que sólo favorecieron a los intermediarios y a unos consumidores seleccionados. Este esquema llevó a que los llamados "propaneros" no optimizaran su negocio de distribución el cual, frente al pujante desarrollo del gas natural, se encuentra hoy en un estado artesanal e ineficiente que llevará a la desaparición de decenas de empresas de distribución, prevaleciendo aquellas capaces de reorientar su mercado para atender nuevos sectores de consumo.

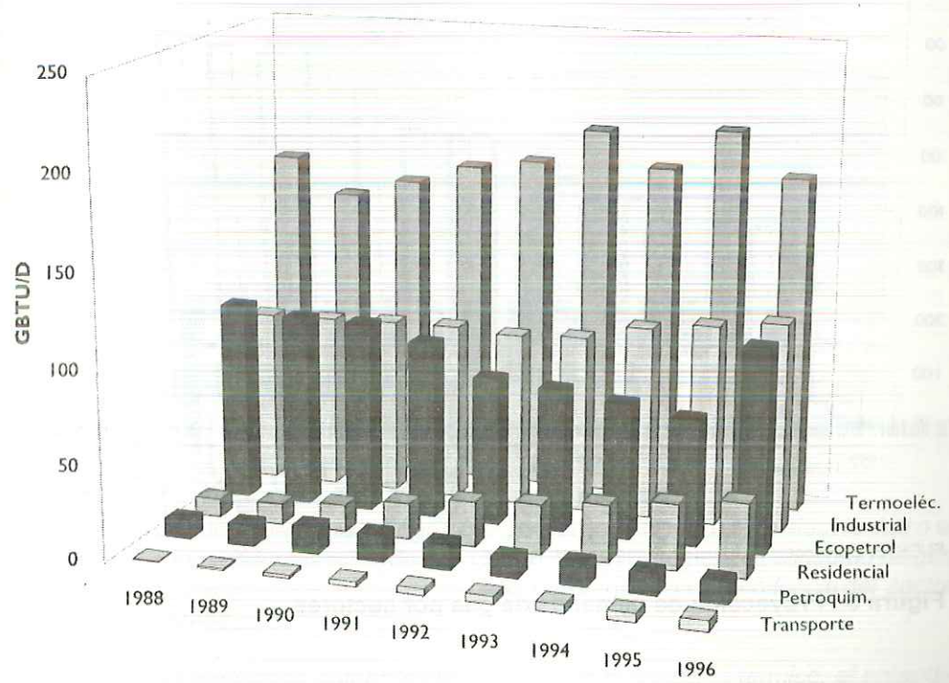


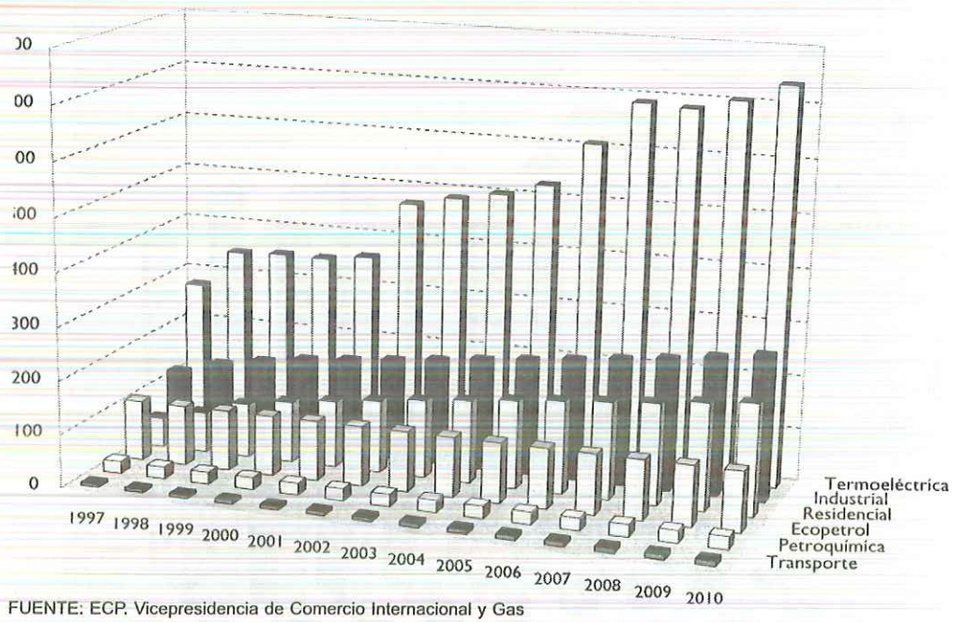
Figura 4. Demanda Histórica de gas natural

Demanda proyectada por sectores. Con el Plan de Masificación del Gas, la demanda por sectores tendrá un crecimiento porcentual importante, especialmente en el sector

residencial (11.9% promedio anual en el período 1997-2005), el cual aporta los mayores beneficios económicos por la sustitución de energía eléctrica. Otro sector de consumo con alto crecimiento será el termoeléctrico (3.5% promedio anual en el mismo período) en razón de la instalación de nueva generación eléctrica con base en gas natural, desplazando proyectos hidroeléctricos de alto costo e incertidumbre por sus extensos programas de desarrollo. El sector transporte consumirá gas en forma marginal, y el crecimiento de la demanda dependerá de su competitividad frente a los costos de la gasolina, tanto para su uso como para su distribución.

Las proyecciones de demanda mostradas en la Figura 5 obedecen al escenario oficial de referencia de expansión del sector eléctrico y los supuestos de penetración del gas en función de su precio, los cuales se detallarán posteriormente.

Con base en estas proyecciones, es importante volver a la capacidad de producción establecida en el capítulo anterior para mostrar la suficiencia de las reservas para satisfacer la demanda esperada de gas



FUENTE: ECP. Vicepresidencia de Comercio Internacional y Gas

Figura 5. Proyección de demanda de gas por sectores

En el contexto de una planeación normativa, las reservas de gas cubren las expectativas de demanda como se aprecia en la Figura 6. Sin embargo, la caracterización de la demanda termoeléctrica, la cual presenta variaciones importantes a lo largo del año y que depende de los ciclos hidrológicos, hace prever que en los picos de consumo de este sector podrán existir dificultades en el suministro si no se desarrolla un esquema integrado razonable para la operación del sector eléctrico y de gas.

Por fortuna, en el largo plazo se prevé una mayor composición de la generación eléctrica con base térmica, lo que producirá un comportamiento más estable del consumo de gas por parte de este sector. Es de anotar que igualmente se deberá crecer en la generación termoeléctrica con base en gas, haciendo un uso racional de energía, con el fin de optimizar las reservas de gas. Para este efecto, es indispensable que el crecimiento del sector termoeléctrico se estructure teniendo en consideración el costo económico del gas frente a un agotamiento de las reservas, el cual deberá ser revisado periódicamente frente a la certidumbre (o incertidumbre) de nuevos descubrimientos[14].

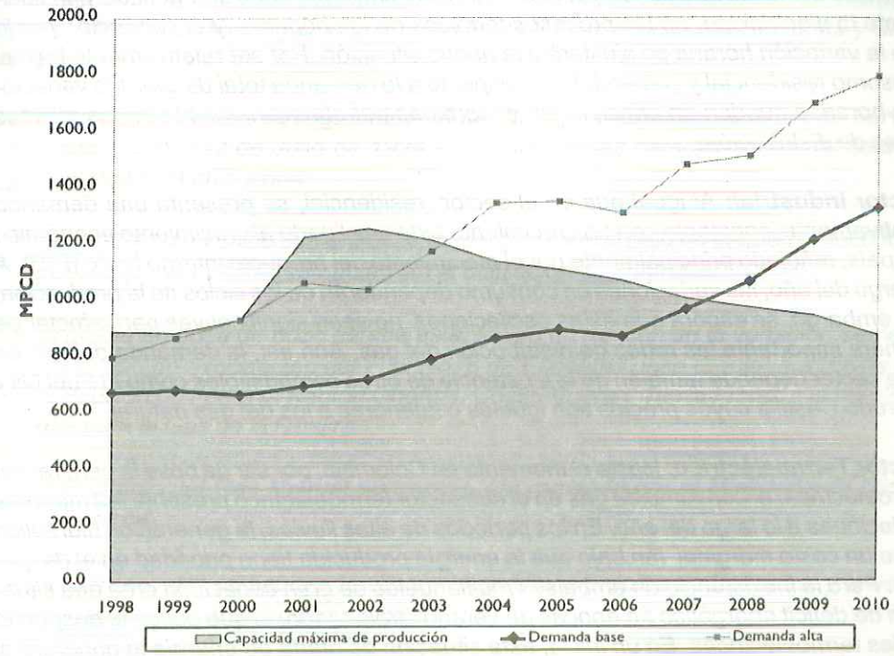


Figura 6. Capacidad máxima de producción contra la demanda de gas natural

Características de la demanda de gas por sectores. *Al igual que la electricidad o el mismo uso de los productos refinados en el mundo y en Colombia, el consumo de gas registra unos ciclos definidos, a lo largo del año, que varían con dependencia del sector en que sea utilizado.*

Por las razones expuestas anteriormente en cuanto al consumo térmico, el entendimiento de estos ciclos deberá ser uno de los principales intereses de las unidades de planeación energéticas del país, con el fin de estructurar un desarrollo adecuado del sector gas desde su producción hasta su comercialización, pasando por el transporte.

[14] Sobre costos económicos del gas natural, véase IEE, UPME, Costos económicos del gas natural, Santafé de Bogotá, 1997.

Con base en el bajo desarrollo comercial del gas hasta hoy en Colombia, la caracterización actual del consumo por sectores se puede resumir de la siguiente manera:

Sector Residencial y comercial : *Los incrementos importantes en la demanda dependen en un inicio de la aceptación y consecuente penetración del gas. Posteriormente, del crecimiento de la población y de los usos alternativos que se le encuentren . A lo largo del año, y dada la situación geográfica del país, no deberían presentarse variaciones mensuales importantes en los promedios de consumo. Sin embargo, dados los hábitos mismos de la población usuaria de este energético, sí se deben presentar aumentos según la hora, ligados a los procesos de cocción de alimentos. Es de esperarse que a medida que penetre el gas, se irán sustituyendo otros energéticos, principalmente la electricidad, en los procesos térmicos de los hogares y el comercio , por lo que la variación horaria se ajustará a la nueva situación. Por ser relativamente bajo el consumo residencial y comercial con respecto a la demanda total de gas, las variaciones horarias pueden en principio ser absorbidas por almacenamiento en las mismas redes de distribución.*

Sector Industrial: *Al igual que en el sector residencial, se presenta una demanda relativamente constante con un crecimiento esta vez ligado al crecimiento económico del país, reflejado principalmente por el crecimiento del producto interno bruto (PIB). A lo largo del año, las variaciones en consumo dependerán de los ciclos de la producción. Sin embargo, se espera que estas oscilaciones no sean significativas para afectar de manera importante las redes de distribución del gas. Aún así, la demanda del gas en este sector depende también de la existencia de otros combustibles como el Fuel Oil y el crudo Castilla cuyos precios son iguales o inferiores a los del gas natural.*

Sector Termoeléctrico: *Hasta el momento en Colombia, por ser de base la generación hidroeléctrica, el consumo de gas en el subsector termoeléctrico presenta las mayores variaciones a lo largo del año. En los períodos de altas lluvias, la generación hidráulica tiene un costo marginal tan bajo que la energía producida tiene prioridad en el despacho. Pero la inexistencia de embalses multianuales de gran capacidad crea una situación de déficit energético en épocas de verano prolongado, lo que obliga al despacho de las termoeléctricas. En un inicio, esta situación de oferta de energía le generará al sector gas algunos inconvenientes, tales como la necesidad de adecuar facilidades de producción y transporte de gas, a niveles muy por encima de los requerimientos del consumo promedio. Los sistemas de transporte estarán subutilizados durante una buena parte del año, dificultando procesos de contratación del suministro de gas.*

Mientras la generación termoeléctrica entra en mayor proporción como generación de base y no de picos, los comercializadores del gas tienen el mayor reto en colocar excedentes temporales de gas, de manera que los flujos de hidrocarburo producidos y transportados sean lo más estables posibles, para lograr una operación eficiente y rentable.

Sector Transporte: *Se tiene en cuenta la puesta en marcha de un plan para el uso del gas natural comprimido en el transporte público del sector urbano del país.*

4.5.5 Regulación del Sector Gas en Colombia. El ente regulador: La CREG

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG- , que fue precedida por la antigua Comisión de Regulación Energética, adquiere sus funciones y estructura a partir de la promulgación de la Ley 142, de servicios públicos y la Ley 143, Ley Eléctrica.

Su funcionamiento se inició formalmente en septiembre de 1993 con el nombramiento, por parte del presidente de la República, de tres expertos comisionados y la designación de un núcleo básico de apoyo.

Actualmente, la Comisión está integrada por cinco expertos de dedicación exclusiva y por el Ministro de Minas y Energía, quien la preside, el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el director del Departamento Nacional de Planeación.

Principales aspectos de regulación. *Antes de la promulgación de la Ley de Servicios Públicos – Ley 142 de Julio de 1994 – Las principales características del sector se podían resumir como sigue:*

- *Ecopetrol era el único comercializador del gas natural bajo un esquema poco formal puesto que las ventas se hacían sin la utilización de contratos.*

- *El precio en boca de pozo estaba establecido en función de la variación semestral del precio de exportación del Fuel No. 6 de Ecopetrol, y se regulaba a través de la resolución 061 para la Región Oriental, Costa Afuera y Tierra Firme; y la resolución 039 para el Gas de la Guajira.*

  - *El precio del Gas Natural en troncal, era regulado por el Ministerio de Minas y Energía.*

  - *El transporte se hacía a través de gasoductos propios de Ecopetrol y privados, mediante contratos de transporte.*

La expedición de la Ley 142 y su reglamentación por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG-, han impulsado el desarrollo de un marco regulatorio para el sector del gas natural. La CREG ha venido estableciendo las reglas básicas para el desempeño de los diversos actores, buscando ante todo incentivar la participación del sector privado en las actividades de exploración, producción, transporte, comercialización y distribución y estableciendo las condiciones que favorezcan la libre competencia en un mercado mayorista.

Las bases fundamentales para la regulación de los sectores de energía y gas combustible se han estructurado a partir de los siguientes criterios:

- *Liberar aquellas actividades cuyas características permiten la existencia de condiciones competitivas y de concurrencia empresarial. Tal es el caso de la generación y comercialización del gas natural. Para garantizar menores precios al usuario y lograr que éste se favorezca de mejores condiciones en la prestación del servicio, la ley ordena promover la competencia entre los comercializadores y productores.*

- *Regular las actividades cuyas características de monopolio natural impiden establecer condiciones propicias para que existan varias empresas prestadoras de servicio en una misma localidad. En este sentido se reguló la prestación de los servicios de transporte y distribución, tanto en electricidad como en gas.*

- *Establecer la comercialización como una actividad separada de la producción de gas y de la generación de energía y se permitió que comercializadores independientes pudiesen realizar esta actividad a favor de una mayor competencia y mejores precios para el usuario.*

- *Incentivar la participación privada en el suministro de los servicios de electricidad y gas no sólo en actividades como la generación y comercialización del gas, sino también en el de distribución y comercialización de servicios al usuario final dentro del pronóstico fundamental de crear condiciones de igualdad entre las empresas públicas y privadas, y establecer unas reglas claras y estables que garanticen la presencia de la iniciativa privada en estos dos sectores.*

La reglamentación de la ley 142 se resume en las siguientes resoluciones:

- *Res.014: Establece los criterios generales de contratación para áreas de servicio exclusivo.*

- *Res 015: Habla sobre la necesidad de utilizar modalidades contractuales de áreas de servicio exclusivo.*

- *Res. 017: Establece la metodología y los cargos por uso del Sistema de Transporte del Interior. Esta resolución es la principal reglamentación en cuanto al transporte y sus tarifas.*

- *Res. 018: Contempla las normas de carácter general sobre servicio público de transporte de gas por red y su acceso, conexión y uso.*

- *Res 019: Regula el servicio público de transporte de gas por redes y el acceso, conexión y uso.*

- *Res. 020: Regula el servicio público domiciliario de gas por redes y el acceso, conexión y uso.*

- *Res. 021: Fija las condiciones para la participación de Ecopetrol en empresas de transporte y distribución de gas.*

- *Res. 022. Adiciona municipios a las zonas Centro y Tolima.*

- *Res. 029: Regula la comercialización de gas en el mercado mayorista y regula el precio máximo de entrega en troncal.*

- *Decr. 1051: de Minminas (junio 25/95): Reglamenta el trámite para la contratación de áreas de servicio exclusivo.*

- *Res. 030: Por lo cual se adiciona la resolución 29 prorrogando el plazo de escogencia para el valor del gas hasta el 15 de diciembre de 1995.*

- *Res. 031: Por lo cual se autoriza a las empresas distribuidoras de gas natural a modificar su estructura tarifaria para los usuarios no residenciales.*

- *Res. 039: Reglamenta la actividad de comercialización y distribución de gas combustible por redes a pequeños consumidores.*

- *Res. 040: Regula el procedimiento para la determinación tarifaria y régimen de transición a las empresas comercializadoras y distribuidoras de gas por redes.*

- *Res. 041: Se adicionan y aclaran las resoluciones CREG 018 y 019 de junio 22 de 1995 sobre el servicio público de gas combustible por red.*

- *Res 042: Se aclara y adicionan normas dictadas con el fin de promover y proteger la libre concurrencia en las compras de energía.*

- *Res. 057: Se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias.*

Es oportuno hacer recuento de los principales aspectos contemplados en esta serie de resoluciones (hasta la 057) , puesto que son la base del marco regulatorio del sector gas en Colombia.

Aspectos principales Res. 014:

- *Los municipios y localidades cuya población incluya suficientes consumidores , están obligados a sufragar la contribución de solidaridad del 20% que permita subsidiar a los consumidores de menores recursos (estratos I, II, III).*

- *Los municipios con proporciones predominantes de población en estratos I, II y III deben agruparse, en una misma zona servida por red, con municipios que permitan recaudar contribuciones para cubrir subsidios.*

- *La CREG determinará antes de la invitación pública , si las áreas conformadas cumplen con condiciones anteriores.*

- *La prestación del servicio, por parte de las empresas contratistas a consumidores no residenciales, no hacen parte del contrato de exclusividad y se rigen por la Ley 142.*

- *Las propuestas sobre estructura tarifaria para consumidores residenciales, deben reflejar costos de eficiencia. Si durante la vigencia del contrato no se cumple con el principio de eficiencia, la CREG podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía que se abra nueva convocatoria para la totalidad del área participante.*

- *El Ministerio de Minas y Energía podrá abrir en cualquier momento una nueva licitación para prestar el servicio en el área contratada. Si la gana una empresa diferente*

a la que tiene el contrato, la nueva empresa contratista deberá indemnizar a la anterior.

- *Si se llegaren a requerir subsidios adicionales a los que se tenían cuando se adjudicó el área, por cambios en la estratificación o por cualquier otro motivo, el contratista podrá solicitar aportes compensatorios al Gobierno Nacional.*

Aspectos principales Res. 015

La CREG verificó algunos criterios establecidos en su Res. 014 y encontró indispensable utilizar la modalidad contractual de áreas de servicio exclusivo, para asegurar la extensión de la cobertura del servicio a las personas de menores ingresos, en cinco zonas geográficas previstas por el Ministerio de Minas y Energía. Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda, Centro y Tolima.

Aspectos principales Decreto 1051

- *Contiene el trámite detallado desde cuando el Ministerio de Minas y Energía considera procedente la celebración de contratos de áreas de servicio exclusivas, pasando por el proceso de escogencia del contratista, hasta cuando se inicia la prestación del servicio.*
- *Establece el contenido mínimo de los términos de referencia de la invitación pública, los criterios de evaluación de las propuestas y las cláusulas mínimas que debe contener el contrato.*

Aspectos principales Res. 017

- *Establece el esquema de cargos por entrada y salida para el sistema de transporte de gas en el Sistema del Interior (desde Barrancabermeja hasta Neiva y Cali).*
- *Define a Vasconia como centro de referencia para las transacciones de gas natural.*
- *Establece el pago de transporte para los productores de gas desde el nodo de entrada al sistema hasta el centro de referencia – constituyéndose este pago en el Cargo de entrada - y los consumidores pagan transporte desde el centro de referencia hasta el nodo de salida – Cargo de salida - El Cargo de entrada se traslada finalmente al consumidor en las transacciones de gas.*
- *Los cargos se liquidan como un cargo binomio: cobro por capacidad (U$/Kilo Pies Cúbicos/Día -KPCD-AÑO)y cobro por uso (U$/Kilo Pies Cúbicos - KPC transportado). En la Figura 7 se puede apreciar la estructura de nodos del sistema del interior, y en el cuadro 17 se muestran los cargos por entradas y salidas, incluido el cobro por capacidad, uso y administración, medición y comprensión (descritos posteriormente) con los factores de utilización de la red de transporte originalmente utilizados por la CREG. Es de anotarse que éstos cargos no incluyen impuesto de ninguna índole (el*

impuesto de transporte es del 6% del valor del servicio y lo paga el propietario del gas; este impuesto se distribuye a los municipios con base en la porción del gasoducto que atraviesa el municipio, según lo dispuesto la Ley 141 de Regalías).

- *El cargo por capacidad se liquida en diciembre de cada año sobre la base de la capacidad en firme contratada para el año siguiente y se factura mensualmente en doceavas partes. El cargo por uso se factura mensualmente tomando como base los volúmenes efectivamente medidos.*
- *Además de los cargos de entrada y salida, se establece un cargo adicional a productores y consumidores de U$0.016/KPC sobre el volumen facturado mensualmente, para cubrir costos de administración, medición y comprensión.*
- *Para el sistema de transporte del Centro (desde la Guajira hasta Barrancabermeja), se establece que cualquier consumidor diferente de Ecopetrol deberá solicitar a la CREG la fijación de los cargos de transporte.*
- *El transportador asumirá las pérdidas de gas superiores al 1%.*

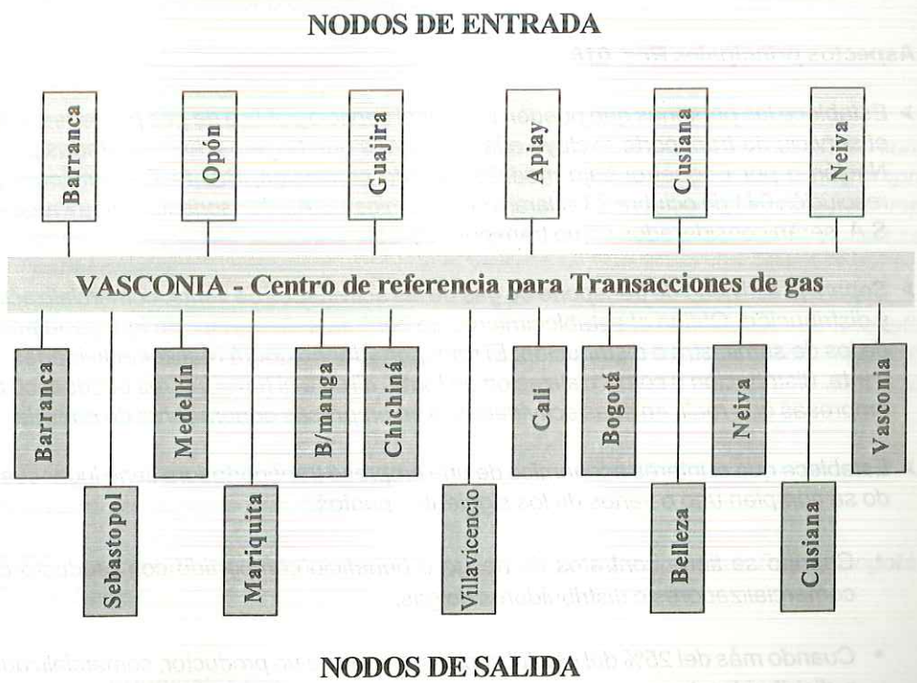


Figura 7. Estructura del sistema de transporte del interior

Cuadro 17. Matriz de origen -destino. Cargos equivalentes por transporte

TABLA 9
Matriz de origen destino
Cargos equivalentes por transporte
Valores en US$/KPC
Factor de carga GREG - para cálculo de tarifa equivalente

		Origen											
		Barranca			Cusiana			Apiay			Neiva		
	Cargos	Entrada	Salida	Total	Entrada	Salida	Total	Entrada	Salida	Total	Entrada	Salida	Total
D	Cusiana	0.319	-0.409	-0.090	0.441	-0.409	0.032	-0.181	-0.409	-0.590	-0.639	-0.409	-1.048
	Barranca	0.319	-0.287	0.032	0.441	0.319	0.760	-0.181	0.319	0.138	-0.639	-0.287	-0.926
E	La Belleza	0.319	-0.161	0.158	0.441	-0.161	0.280	-0.181	-0.161	-0.342	-0.639	-0.161	-0.800
	Sebastopol	0.319	-0.098	0.221	0.441	-0.098	0.343	-0.181	-0.098	-0.279	-0.639	-0.098	-0.737
S	Vasconia	0.319	0.016	0.335	0.441	0.016	0.457	-0.181	0.016	-0.165	-0.639	0.016	-0.623
	Bucaramanga	0.319	0.164	0.483	0.441	0.164	0.605	-0.181	0.164	-0.017	-0.639	0.164	-0.475
T	Mariquita	0.319	0.183	0.502	0.441	0.183	0.624	-0.181	0.183	0.002	-0.639	0.183	-0.456
	Villavicencio	0.319	0.262	0.581	0.441	0.262	0.703	-0.181	0.262	0.081	-0.639	0.262	-0.377
I	Chinchiná	0.319	0.362	0.681	0.441	0.362	0.803	-0.181	0.362	0.181	-0.639	0.362	-0.277
	Bogotá	0.319	0.452	0.771	0.441	0.452	0.893	-0.181	0.452	0.271	-0.639	0.452	-0.187
N	Medellín	0.319	0.473	0.792	0.441	0.473	0.914	-0.181	0.473	0.292	-0.639	0.473	-0.166
	Neiva	0.319	0.671	0.990	0.441	0.671	1.112	-0.181	0.262	0.081	-0.639	0.671	0.032
O	Cali	0.319	0.672	0.991	0.441	0.672	1.113	-0.181	0.672	0.491	-0.639	0.672	0.033

Aspectos principales Res. 018

- *Establece las personas que pueden prestar el servicio público de gas por redes. Para el servicio de transporte excluye a las personas que hayan sido contratadas por la Nación o por Ecopetrol bajo modalidades de concesión, B.O.M.T. o similares (la resolución 041 de octubre 23 aclarará que Promigas S.A., Transoriente S.A. y Progasur S.A. serán considerados como transportadores).*

- *Separa la actividad de transporte de gas de las actividades de venta, comercialización y distribución. Obliga el establecimiento de contratos de transporte independientes de los de suministro o distribución. El transportador no podrá realizar actividades de venta, distribución o comercialización en forma directa ni tener interés económico en empresas que realicen esas actividades ni en empresas generadoras de energía.*

- *Establece que el interés económico de una empresa transportadora tiene lugar cuando se cumplen uno o varios de los siguientes puntos:*

  - *Cuando se tiene contratos de riesgo o beneficio compartido con productores, comercializadores o distribuidores de gas.*

  - *Cuando más del 25% del capital social pertenece a un productor, comercializador o distribuidor de gas.*

  - *Cuando posee más del 25% del capital social de una empresa productora, comercializadora o distribuidora de gas.*

- *Establece cuáles son las prácticas restrictivas de la competencia.*

- *Establece la libertad de negociación para los grandes consumidores (definidos como aquellos que consumen más de 500 KPCD de gas). Los precios máximos que definirá la CREG.*

- *Prohibe que las empresas que prestan servicios públicos otorguen subsidios a otras empresas de servicios públicos y a industrias y empresas generadoras de energía (los subsidios quedan prohibidos a partir del 12 de julio de 1996).*

Aspectos principales Res. 020

- *Establece el libre acceso a los sistemas de distribución y define los criterios de expansión de los mismos.*

- *Establece el propósito y el contenido del Código de Distribución.*

- *Los distribuidores serán responsables de los sobrecostos ocasionados a los usuarios por limitaciones de capacidad que resulten del incumplimiento de los planes de expansión del sistema y por incumplimiento de los contratos a menos que éste se deba a fuerza mayor o caso fortuito.*

Aspectos principales Res. 021

- *Ecopetrol podrá desarrollar actividad de transporte y distribución directamente o como accionista o socio con participación superior al 25% del capital social de una empresa transportadora o distribuidora, hasta el 31 de diciembre de 1997. En este tiempo deberá ofrecer las acciones a terceros, en tal forma que preserve sus intereses patrimoniales.*

- *Desde el primero de enero de 1996, la contabilidad para las actividades de Ecopetrol relacionadas con el gas combustible, deberá ser independiente de la contabilidad de las demás actividades y deberá separar contablemente la actividad de comercialización de gas de la de transporte.*

Aspectos principales Res. 022

Adiciona municipios de Purificación, Ortega, Inspección de Policía de Puerto Bogotá y Puerto Salgar.

Aspectos principales Res. 029

- *Establece un período de transición de 5 años en el cual los productores podrán comercializar el gas natural en conjunto con los socios de los contratos de asocia-*

ción. Al término de éste período, la CREG prohibirá la comercialización conjunta si se da cualquiera de las siguientes condiciones:

- *Ecopetrol comercializa conjuntamente con sus asociados más del 25% del total del mercado nacional.*
- *Si los productores no cotizan en forma independiente a los clientes que lo soliciten.*
- *Si las cotizaciones a los clientes reflejan que se está incurriendo en prácticas de fijación o acuerdo de precios.*
- *Si algún comercializador controla en forma independiente o en conjunto más del 50% de la capacidad del transporte.*

➢ *Establece que a partir del 12 de julio de 1996, los grandes consumidores y los distribuidores deberán tener contratos de compra de combustible.*

➢ *Los grandes consumidores pagarán la contribución de solidaridad.*

➢ *Todos los contratos de compra y venta de gas deberán registrarse ante la CREG.*

➢ *La Nación organizará licitaciones, ofertas públicas o subastas para comercializar el gas correspondiente a regalías.*

➢ *Establece cuatro modalidades para la fijación del precio máximo del gas en los nodos de entrada al Sistema (en el cuadro 16 se hace una síntesis de la aplicabilidad de esta resolución a los campos de gas del país):*

- *Para reservas descubiertas en desarrollo de contratos posteriores la vigencia de la Resolución, bien se trate de gas libre o asociado, los precios se determinarán libremente sin sujeción a topes máximos. Esto mismo se aplica para los hallazgos de Ecopetrol a partir de enero primero de 1998.*
- *Para reservas de gas libre descubiertas en el interior del país en desarrollo de contratos anteriores a la vigencia de la Resolución, los precios serán libres desde el 10 de septiembre del año 2005. Esto mismo se aplica para los hallazgos de Ecopetrol anteriores al primero de enero de 1998. Mientras tanto, los productores tendrán la opción de continuar con la Resolución de precios que actualmente les aplica, o podrán escoger la fórmula tarifaria establecida por esta resolución, la cual fija el precio máximo del gas en U$ 1.30 en nodos de entrada al sistema, como se describirá más adelante.*
- *Para reservas descubiertas en la Costa Atlántica en desarrollo de contratos anteriores a la vigencia de la Resolución, los precios serán libres desde el 10 de septiembre del año 2005. En el período comprendido entre la vigencia de la Resolución y el 10 de septiembre del año 2000, tendrán como precio máximo el que establezca la Resolución de precios que actualmente les aplica. A partir del 11 de septiembre del 2000, entrará en vigencia la fórmula tarifaria que establece la Resolución para los productores del interior, la cual podrá ser acogida por el productor si lo desea.*
- *Para reservas de gas asociado al petróleo descubiertas en desarrollo de contratos anteriores a la vigencia de la resolución, los precios serán libres desde el 10 de septiembre del año 2005. Mientras tanto, el precio máximo será el que establezca las resoluciones de precios actualmente vigentes.*

➢ *Define el procedimiento para determinar si un usuario debe considerarse como gas consumidor (consumo superior a 500.000 PCD) o como pequeño consumidor.*

➢ *Define una nueva fórmula tarifaria para determinar la tarifa de precios para el gas natural colocado en la troncal.*

- *El precio máximo será regulado en el nodo de entrada al sistema de transporte.*
- *El precio máximo inicial en el nodo de entrada será de U$1.30 / MBTU. Se convierte a moneda nacional utilizando la T.R.M. del día en que se factura.*
- *El precio se modificará semestralmente a partir del primero de enero de 1996 según la variación del NYMEX[15] calculada con base en el promedio de éste índice en los últimos 4 semestres.*

Cuadro 18. Aplicabilidad de la Resolución 029

Campos nuevos: Precio de gas es libre sin sujeción a topes máximos. Precio de gas es libre para hallazgos de Ecopetrol posteriores a 1 de enero 98.
Gas asociado en el interior del país: Aplica la resolución 061/83, o el criterio vigente de fijación de precio existente en el momento de expedición de la resolución 029, hasta el 10 de sep. Del 2005. Después de ésta fecha, el precio será libre.
Gas libre en el interior del país (*): Se puede escoger dejar el precio con base en la resolución 061/83 o el sistema vigente, o pasar a calcular el precio en nodo de entrada según la fórmula tarifaria establecida en la resolución 029/95.
Gas en la Costa Atlántica: Se aplica la resolución vigente en Guajira (039/75) y los sistemas vigentes para los demás campos. A partir del año 2000, se podrán acoger a la fórmula tarifaria que se establece para el interior , si lo desean. A partir del año 2005 los precios serán libres.

(*) El plazo para escoger inició en dic.95 y la decisión rige por 10 años.

[15] Precio para el mercado de futuros del crudo WTI en la Bolsa de Nueva York. (NYMEX: New York Mercantile Exchange).

Aspectos principales resolución 57

- *Resume lo dictado por todas las anteriores resoluciones. Cabe resaltar que en el artículo 71 la CREG estableció que si para septiembre del año 2000 Ecopetrol y sus socios no están comercializando el gas en forma separada, la Comisión entraría a prohibir la comercialización conjunta.*

- *El artículo 157 establece que el gas de regalías lo venderá la Nación por ofertas públicas o subastas que posibiliten la entrada de nuevos oferentes al mercado.*

- *En lo que tiene que ver con precios al productor se han mantenido vigentes las resoluciones 061/83 y 039/75, y mediante el artículo 26 de la Resolución 57 se estableció que a partir del año 2005 no existirá precio máximo al productor, así como tampoco existirá para hallazgos de gas de contratos de asociación firmados con posterioridad a septiembre de 1995.*

- *Hasta aquí se tiene la esencia de la regulación del gas en cuanto a producción, distribución y transporte, la cual se puede resumir en las principales reglas básicas.*

- *Fijación de un precio máximo para el productor de gas entregado en troncal, diferenciando temporalmente el mercado del interior del de la Costa Atlántica. Este precio máximo corresponde a U$1.30/MBTU para el interior del país, y el correspondiente al contrato Guajira para el gas de la Texas (resolución 039), y a la resolución 061 de 1983 para el resto de contratos.*

- *Acceso abierto y prohibición de propiedad del gas por el transportador, además de especificar que esta actividad (transportadora) debe ser independiente.*

- *Las tarifas de transporte son máximas y el método de ajuste se hace por inflación internacional.*

- *Vigencia de un Centro de Despacho de Transporte único de gas, operado por Ecogás.*

- *Procedimiento de oferta pública para la reventa de capacidad de transporte.*

- *Vigencia de un código de transporte que contemple normas de seguridad y calidad del servicio.*

Como se dijo anteriormente, este nuevo esquema del gas divide al sector en cuatro niveles: productores, transportadores, distribuidores y comercializadores para los cuales la CREG se ha centrado en reglamentar las relaciones entre cada uno de ellos y a su interior mismo. En la Figura 8 se puede apreciar una representación gráfica de lo que hoy es el sector de gas en Colombia.

En cuanto a la normalización y especificaciones de calidad del gas y condiciones de transporte, la CREG ha dejado que sean las entidades preparadas para llevar a cabo estas tareas, las que las emprendan con los mejores criterios técnicos y económicos para las condiciones actuales de la naciente industria del gas. Es clara la creciente

necesidad de empezar a fortalecer las áreas de investigación en este campo, y ahondar en el conocimiento de nuevas tecnologías en todas las ramas del sector, para prestar el adecuado soporte que permita el crecimiento de una industria de considerable importancia para el país.

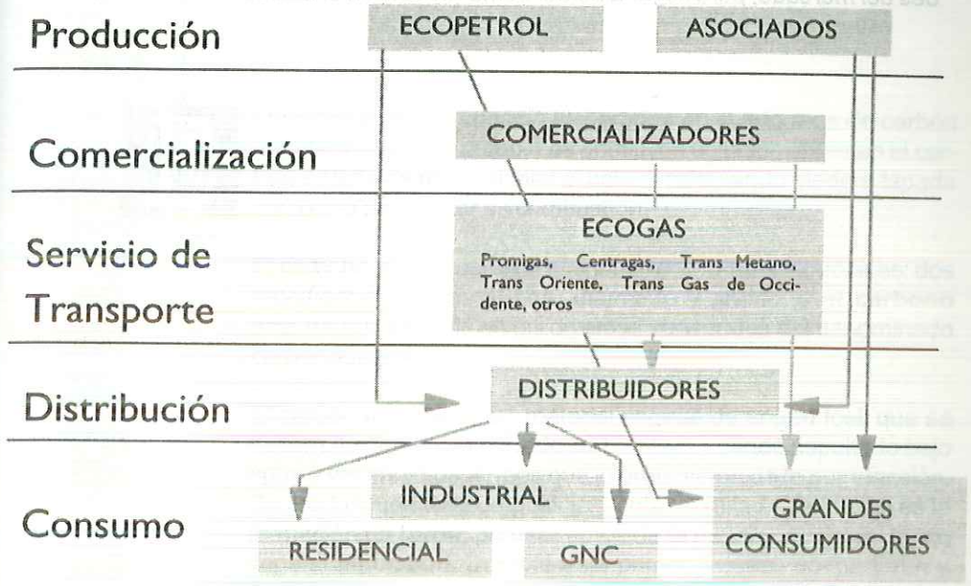


Figura 8. Relaciones entre los diferentes actores del gas

4.5.6 Comercialización. El nuevo esquema del sector impone un importante desarrollo en cuanto a las habilidades de comercialización dentro de Ecopetrol, pues la obliga a que a través de esta actividad y frente a terceros competidores , incremente el patrimonio de la empresa maximizando el valor de sus reservas de gas por medio de actividades tales como:

- *Formulación y desarrollo de planes para promover el consumo de gas, y la paulatina acomodación para enfrentar un mercado de libre competencia.*

- *La búsqueda de las mejores condiciones comerciales mediante estrategias tendientes a aprovechar oportunidades especiales de mercado.*

- *La realización de estudios, investigaciones y proyecciones con el fin de conocer los requerimientos y posibilidades del mercado y,*

- *La búsqueda de clientes, cotización y evaluación de propuestas, negociación y suscripción para la venta de gas.*

➢ *Optimizar el uso de las reservas naturales de gas.*

En el cumplimiento de estas labores y considerando la situación actual de desarrollo de nuestro mercado y las habilidades de intermediación de la empresa, se sugiere que ésta actúe como un "Agente /Broker[16]", adecuándose progresivamente a las necesidades del mercado, para llegar a actuar como "trader" en el futuro.

[16] En el ámbito internacional, existen básicamente tres categorías de comercializadores de gas definidas por la madurez y desarrollo del mercado. Estas son: el denominado "agente", actúa por cuenta y orden de uno o varios productores con el fin de colocar en el mercado de corto plazo, excedentes de gas, sin ofrecer servicios adicionales y es remunerado únicamente por comisión. El "Broker" quien sirve de intermediario en la compraventa del gas, y ofrece asesorías en servicio integrado para facilitar las operaciones ; y el "Trader" quien compra gas de productores y lo vende en el mercado mayorista en condiciones spot o mediante convenios de largo plazo, puede ofrecer una variedad de servicios adicionales beneficiándose de las ventajas que proporcionan el manejo de un mayor número y volumen de producto.

5. EL CARBÓN MINERAL

El hombre primitivo conoció el Carbono en sus formas de carbón vegetal y negro de humo. Los primitivos egipcios obtenían el carbón de leña de modo similar al actual: calentando madera tapada con barro para evitar su combustión.

El carbono elemental se presenta en dos formas alotrópicas: dos modificaciones **cristalinas**, diamante y grafito, y **el carbono amorfo** que se halla en las diversas variedades del denominado carbón mineral.

El carbón mineral es un material vegetal de origen fósil que se desarrolló durante el período carbonífero y quedó sepultado bajo agua y yacimientos térreos que lo protegieron de la putrefacción. Se produjo una descomposición lenta, resultado de la cual es la formación de **turba**, primera etapa de la metamorfosis del tejido vegetal en carbón. Durante este primer proceso se formaron y desprendieron dióxido de carbono, metano y agua. Durante las fases sucesivas de la metamorfosis, el contenido en carbono aumenta del 40% aproximadamente en la madera original, al 60% en la turba, el 70% en el lignito, 78% en la hulla bituminosa, 83% en la hulla semibituminosa, y por último a un 90% en la antracita. En adición a la materia orgánica contiene constituyentes minerales de las plantas de las cuales se formó e inclusiones de otros materiales inorgánicos atrapados durante su formación geológica.

Si se calienta el carbón mineral en ausencia de aire (destilación seca, destructiva) se desprenden varios productos volátiles tales como gas de hulla, amoníaco, fenol, benceno alquitran, y queda un residuo que contiene toda la materia mineral de la hulla compuesto principalmente de carbono libre denominado **coque**.

Dos tipos de análisis son comunes al expresar la composición del carbón: a) el análisis último que determina cada uno de los elementos químicos mayores; y b) el análisis próximo para cuatro grupos arbitrariamente definidos de sus constituyentes: humedad, material volátil, carbono fijo y cenizas. La suma del carbono fijo y el material volátil del carbón determinan el combustible. Un ejemplo de estos análisis es el siguiente para un carbón típico de Illinois.

Tabla 7. Análisis último y próximo de un Carbón de Illinois

Análisis Último		Análisis Próximo	
Humedad	9.61 % en peso	Humedad	9.61% en peso
Cenizas (corregidas)	9.19	Cenizas	9.37
Carbón	66.60	Volátiles	30.68
Hidrógeno neto	3.25	Carbón fijo	50.34
Azufre	0.49	**Total**	**100.00**
Nitrógeno	1.42		
Agua combinada	9.44		
Total	**100.00%**		

Los contratos y las especificaciones del carbón se basan en estos análisis.

La relación de combustible de un carbón se define como la relación de su porcentaje de Carbono fijo a la de material volátil. El rango del carbón sea bituminoso o antracítico se puede calcular a partir de su relación de combustible.

La clasificación generalmente aceptada de carbones y sus correspondientes rangos de relación de combustible es la siguiente:

Cuadro 19. Rangos y relación de combustible

RANGO	RELACIÓN DE COMBUSTIBLE
Antracita	Entre 10 y 60
Semiantracita	Entre 6 y 10
Semi bituminoso	Entre 3 y 7
Bituminoso	Entre ½ y 3

Carbones de rango inferior del Bituminoso, esto es sub-bituminoso y lignito pueden tener relación de combustible dentro del rango de bituminoso pero se caracterizan por altos contenidos de agua y oxígeno.

El contenido calórico del Carbón, sus impurezas de cenizas y contenido de azufre determinan la calidad del combustible y, por tanto, su precio.

El siguiente cuadro muestra la clasificación de los carbones por rango según la ASTM (D388)

Cuadro 20. Clasificación de los carbones por rango

		En base seca y libre de cenizas					
		% de Carbono Fijo		% de material Volátil		Poder calórico BTU/libra	
Clase	Grupo	≥	<	>	≤	≥	<
I Antracita	1. Meta antracita	98	..	..	2	..	..
	2. Antracita	92	98	2	8	..	..
	3.Semiantracita	86	92	8	14	..	..
II Bituminoso	1. Bituminoso de volátiles bajos	78	86	14	22	..	..
	2. Bituminoso de volátiles medios	69	78	22	31	..	..
	3.Bituminoso A de altos volátiles	..	69	31	..	14000	..
	4. Bituminoso B de altos volátiles	..	..	..	..	13000	14000
	5. Bituminoso C de altos volátiles	..	..	..	..	11500 10500	13000 11500
III. Sub- bituminoso	1. Subbituminoso A	..	..	..	..	10500	11500
	2. Subbituminoso B	..	..	..	..	9500	10500
	3. Subbituminoso C	..	..	..	..	8300	9500
IV Lignito	1. Lignito A	..	..	..	..	6300	8300
	2. Lignito B	..	..	..	..	..	6300

El material volátil y la humedad decrecen en términos generales del lignito B a la meta – antracita.

El contenido o poder calórico crece del lignito B hasta el bituminoso de bajo contenido de material volátil para descender hasta la meta antracita que tiene un contenido calórico intermedio entre el carbón B Bituminoso de altos volátiles y el A Bituminoso.

La minería principal del carbón se realiza o bien en socavones o bien a tajo o cielo abierto, métodos que conllevan determinados costos de operación, mantenimiento y ambientales.

El carbón mineral se usa principalmente como combustible en plantas de generación eléctrica y en el sector industrial de manera importante en la industria del hierro y del acero, y como combustible en otras industrias como la del cemento, por ejemplo. El carbón fue el primer combustible industrial y doméstico hasta cuando entrado el siglo XX fue desplazado del primer puesto por el petróleo.

En el siglo XX la participación del carbón como energético aportante al consumo mundial de energía primaria ha cedido su primer puesto al petróleo por la facilidad que tiene el manejo del combustible líquido, a pesar del mayor volumen de reservas. Con la gran preocupación ambiental y por el efecto invernadero, probablemente el efecto resultante del acuerdo de Kioto, afectará más su participación.

En el siguiente cuadro se muestra el porcentaje de consumo de energía primaria de 1910 a 1997 cuyas cifras son bien elocuentes.

Cuadro 21. Porcentaje de consumo de energía primaria de 1910 a 1997

	1910	1930	1950	1960	1970	1973	1980	1987	1997
Carbón	91	80	62	52	32	28	29	30	27
Petróleo	5	15	25	31	42	47	44	40	40
Gas	1.5	4	11	15	18	18	19	22	23

Fuente: Naciones Unidas y estadísticas de la B.P.

Para comprender el mercado internacional del carbón y su impacto geopolítico por la localización de sus reservas (no obstante estar perdiendo posición estratégica), tomamos el año 1997 (las cifras corresponden a la edición B.P. Statistical Review of World Energy de junio de 1.998). Producción y consumo en millones de toneladas de petróleo equivalente y usando como factor de conversión 40.400 BTU/ton de petróleo y los valores del poder calórico del carbón y el lignito según se producen.

Cuadro 22. Mercado internacional del carbón

ZONAS	Producción 10^6 Ton PE	%	Consumo 10^6 Ton PE	%	Reservas/ Producción
Norte América	628.1	27.1	560.9	24.5	233 años
Centro y Sur América	30.6	1.3	18.6	0.8	231
Europa	283.7	12.2	365.7	16.0	191
Antigua Unión Soviética	187.6	8.1	178.1	7.7	>500
Medio Oriente	1.4	0.1	7.0	0.3	102
Africa	119.8	5.2	91.6	4.0	273
Asia Pacífico	1069.5	46.0	1071.5	46.7	146
TOTAL MUNDIAL	**2320.7**	**100.0**	**2293.4**	**100.0**	**219**
• China	698.0	30.1	681.8	29.7	82
• USA	579.3	25.0	527.9	23.0	244
• India	151.8	6.5	146.4	6.4	212
• Sur Africa	115.2	5.0	83.1	3.6	255
• Colombia	23.3	1.0	2.9	0.1	141
• Australia	142.1	6.1	-	-	327

¿Qué significa el carbón para Colombia? En general, el sector minero es de gran importancia para la economía del país: representa (según cifras del Ministerio de Minas y Energía en la presentación en Cartagena al empresariado internacional de abril de 1.999) el 2.8% del G.D.P., equivalente a U$2.5 billones y contribuye con un poco más

del 12% de las exportaciones colombianas – aproximadamente U$ 1.4 billones – y generó en 1.998 U$ 46 millones de regalías. El sector empleó aproximadamente 110.000 personas.

En lo que toca al carbón en particular, el país tiene un nivel de reservas de 6.650 millones de toneladas de carbón de buena calidad que compite en el mercado internacional ocupando el 4º lugar entre los países exportadores.

El país se apronta a la privatización de Carbocol el socio estatal de la Exxon en el contrato de asociación de El Cerrejón Zona Norte, la mina a cielo abierto más grande del mundo. Un nuevo Código minero será el marco económico – legal para favorecer la mayor explotación.

El acuerdo logrado entre Carbocol y Exxon y un grupo de inversionistas privados para ampliar el uso de las facilidades de transporte y carga en el sector de la Guajira donde se explota el Cerrejón Zona Norte, facilita la expansión productiva de varios proyectos permitiendo doblar la cantidad de carbón exportable en los próximos años.

6. ENERGÍA NUCLEAR

6.1 INTRODUCCIÓN

La expresión matemática que relaciona masa y energía en la ecuación de Einstein nos señala que el universo es la concentración de energía en forma de masa $E = mc^2$

El punto de partida de la energía nuclear está en el átomo mismo: las reacciones en su núcleo son las que conducen a transformar la masa en energía.

Esta fuente de energía tiene dos características muy importantes: una, es concentración o densidad, y la otra es que esta fuente de calor no produce CO_2. Por ejemplo, un gramo de Uranio 235 puede producir tres millones de veces más energía que un gramo de carbón. Sin embargo, el recuerdo del accidente de Chernobil está latente y contrapone a los beneficios de la energía nuclear en los reactores de potencia el riesgo de las radiaciones y el manejo de los residuos radioactivos.

Los grupos antinucleares siguen resaltando los aspectos negativos de este recurso y han logrado reducir en forma apreciable el crecimiento del número de reactores en operaciones, no obstante los aspectos positivos importantes que posee . A principios de 1997 el número de reactores nucleares para generación eléctrica en el mundo ascendió a 443 y produjeron en ese año energía equivalente a 617.4 millones de toneladas de petróleo equivalente que representaron el 7.3% del consumo mundial de energía primaria comercial.

6.2 ESTRUCTURA NUCLEAR

Todos los núcleos de los átomos están compuestos por dos tipos de partículas elementales: protones y neutrones. Existe una sola excepción a esta regla y es el núcleo ordinario del hidrógeno el cual es sólo un protón. Para claridad de las reacciones nucleares veamos algunas definiciones y valores:

Z es el número de protones en el núcleo y equivale al número atómico en la tabla periódica de los elementos.

N es el número de neutrones en el núcleo del átomo

A = Z + N es el número de masa y es igual al número de nucleones (neutrones más protones) en el núcleo.

Entonces, la forma simbólica de representar el núcleo de un elemento es $^{A}_{Z}X$, donde X es el símbolo químico del elemento y como existe un sólo Z para un elemento dado, se acostumbra simplificar como ^{A}X.

El núcleo de todos los átomos de un elemento particular contiene como se dijo el mismo número de protones , pero a menudo difieren en cuanto al número de neutrones; estos núcleos se llaman **isótopos** y por lo tanto teniendo el mismo Z tiene valores diferentes de N y A . Por ejemplo

^{11}C ^{12}C ^{13}C ^{14}C

son cuatro isótopos del elemento carbón. La abundancia natural del isótopo ^{12}C es de aproximadamente 98.9%, mientras que la del isótopo ^{13}C es de sólo el 1.1%. El Hidrógeno tiene tres isótopos ^{1}H que es el núcleo ordinario , el ^{2}H denominado deuterio, y el ^{3}H ó Tritio.

El protón porta una sola carga positiva igual en magnitud a la carga **e** del electrón que es igual a 1.6×10^{-19} coulombios. El neutrón es eléctricamente neutro.

Para las masas atómicas se ha definido la unidad de masa unificada , **u**, de tal manera que la masa del isótopo ^{12}C es exactamente 12 **u** donde

1 u =1.660559 x 10^{-27} kilogramos, y la

masa del protón = 1.007276 u

masa del neutrón = 1.008665 u, y

masa del electrón = 0.0005486 u

Aplicando la ecuación de Einstein $E= mc^2$ a la unidad de masa unificada **u**, la tendremos en términos de su equivalente de energía: 1u=931.50 $\frac{MeV}{c^2}$ y un protón es equivalente a 938.28 $\frac{MeV}{c^2}$

6.2.1 Estabilidad nuclear. Existen unos 400 núcleos estables. Se han observado algunos cientos más, pero estos son inestables. Los núcleos ligeros son más estables si contienen un número igual de protones y neutrones (N=Z). Por ejemplo, el núcleo de helio (dos protones y dos neutrones) es muy estable. Los núcleos pesados son más estables si el número de neutrones excede el número de protones (N > Z).

Se ha encontrado que la mayoría de los núcleos estables tienen valores pares de A. Así mismo sólo ocho tienen números Z y N que son ambos impares. De hecho, ciertos valores de Z y N corresponden a los núcleos que tienen una estabilidad inusualmente alta. Estos valores de N y Z llamados números mágicos, están dados por:

Z ó N = 2, 8, 20, 28, 50, 82, 126

Por ejemplo, la partícula alfa (núcleo de helio con dos protones y dos neutrones) con Z = 2 y N = 2; A = 2 + 2 = 4 (número par) es muy estable

6.3 ENERGÍA DE ENLACE

La masa total de un núcleo es siempre menor que la suma de las masas de sus nucleones individuales. De acuerdo con la relación masa-energía de Einstein, si la diferencia de masa $\triangle m$, se multiplica por C^2, se obtiene la energía de ligadura del núcleo. En otras palabras, " la energía total del sistema de ligadura (el núcleo) es menor que la energía de los nucleones separados" y por tanto, para poder separar un núcleo en protones y neutrones, se debe aplicar energía al sistema.

Además del decaimiento radioactivo simple, existen dos procesos importantes que resultan en liberación de energía del núcleo

En la **fisión nuclear**, un núcleo se divide en dos o más fragmentos.

En la **fusión nuclear**, dos o más nucleones se combinan para formar un núcleo más pesado

y en ambos procesos ó reacciones de fisión o fusión nuclear, la masa total en reposo de los productos es menor que aquella de los reactivos, y la disminución de la masa en reposo viene acompañada por una liberación de energía por el sistema.

6.4 RADIOACTIVIDAD

En 1896 Henri Antonie Becquerel descubrió que los cristales de sal de uranio emiten una radiación invisible que puede oscurecer una placa fotográfica aunque ésta se cubra para protegerla de la luz. Esta radiaciones no requieren estimulación externa. Este proceso de emisión espontánea de radiación del uranio, recibió el nombre de radioactividad.

Existen además del uranio, otras sustancias también radioactivas como el polonio y el radio. La radioactividad es el resultado del decaimiento o desintegración de núcleos inestables.
Existen tres tipos de radiación que pueden ser emitidos por una sustancia radioactiva:

- Decaimiento Alfa (α), donde las partículas emitidas son núcleos de ^{4}He
- Decaimiento Beta (β) en el cual las partículas emitidas pueden ser electrones o positrones[16], y
- Decaimiento gamma (γ) en el cual los "rayos" emitidos son fotones de gran energía.

Los tres tipos de radiación tienen poderes de penetración bastante distintos: Las partículas alfa apenas penetran una hoja de papel, las betas pueden penetrar unos cuantos milímetros de aluminio, y los rayos gamma pueden penetrar varios centímetros de plomo.

Un parámetro útil usado para caracterizar el decaimiento de un núcleo particular es la **vida media**. La vida media de una sustancia radioactiva es el tiempo que tarda la mitad del número de núcleos radioactivos en decaer, y equivale a:

$$T_{1/2} = \frac{0.693}{\lambda}$$

donde λ es la constante de decaimiento o constante de desintegración y es particular para cada sustancia radioactiva.

Por ejemplo, el Carbono 14 (^{14}C) es un isótopo radioactivo que tiene una vida media de 5730 años. La vida media del núcleo radioactivo ^{226}Ra es de 1.6×10^{3} años.

Veamos algunos ejemplos de desintegración natural:

$$^{238}U \longrightarrow {}^{234}Th + {}^{4}He$$

$$^{226}Ra \longrightarrow {}^{222}Rn + {}^{4}He$$

$$^{14}C \longrightarrow {}^{14}N + \beta^{-}$$

$$^{12}N \longrightarrow {}^{12}C + \beta^{+}$$

$$^{12}B \longrightarrow {}^{12}C^{\circ} + {}^{\circ}e + \overline{v} \longrightarrow {}^{12}C + {}^{\circ}e + \overline{v} \quad + \Upsilon$$

En el siguiente cuadro se muestran las cuatro series radioactivas señalando el isótopo original, la vida media y el producto estable final

[16] Positrón es una partícula similar al electrón en todos los aspectos, excepto que tiene una carga +e (el gemelo de antimateria del electrón). Se designa β^{-} al electrón y β^{+} al positrón.

Cuadro 23. Series radioactivas

SERIE		ISÓTOPO ORIGINAL	VIDA MEDIA (AÑOS)	PRODUCTO ESTABLE FINAL
URANIO	Natural	$^{238}_{92}U$	4.47×10^{9}	$^{206}_{82}Pb$
ACTINIO	Natural	$^{235}_{92}U$	7.07×10^{8}	$^{207}_{82}Pb$
TORIO	Natural	$^{232}_{90}Th$	1.41×10^{10}	$^{208}_{82}Pb$
NEPTUNIO		$^{237}_{93}Np$	2.14×10^{6}	$^{209}_{83}Bi$

6.5 FISIÓN NUCLEAR

La fisión nuclear ocurre cuando un núcleo pesado como el $^{235}_{92}U$ se divide o fisiona en dos núcleos más pequeños.

En la fisión nuclear fue observada por primera vez en 1938 por Otto Hahn y Fritz Strassman al bombardear $^{235}_{92}U$ con neutrones.

En la fisión del ^{235}U pueden formarse casi 90 núcleos hijos. El proceso, además, resulta en la producción de varios neutrones; en promedio se liberan 2.47 neutrones por evento. Una reacción común de este tipo es

$$^{1}n + {}^{235}U \longrightarrow {}^{141}Ba + {}^{92}Kr + 3\,({}^{1}n)$$

Los productos de fisión, bario y kriptón, y los neutrones liberados tienen una gran cantidad de energía cinética después del evento de fisión: la cantidad de energía liberada por evento de fisión es de 220 MeV, cantidad realmente grande si se le compara con la cantidad de energía realmente liberada en procesos químicos. Por ejemplo, la cantidad de energía liberada en la combustión de una molécula de octano es aproximadamente una millonésima parte de la energía liberada en un evento de fisión.

Como al fisionarse el ^{235}U emite en promedio 2.47 neutrones por evento, estos neutrones a su vez pueden activar otros núcleos que realizan fisión, con la posibilidad de una reacción en cadena; si la reacción en cadena no se controla (esto es, si no se realiza lentamente), podría resultar en una explosión violenta, con la liberación de una enorme cantidad de energía.

Un reactor nuclear es un sistema diseñado para mantener lo que se denomina una reacción en cadena autosostenida. Para poder conseguir en cadena una reacción autosostenida uno de los 2.47 neutrones en promedio por evento de fisión debe ser

capturado por otro núcleo de ^{235}U para que se realice otra fisión y así sucesivamente. Se define **K como la constante de reproducción** de un reactor nuclear y es igual al número promedio de neutrones por cada evento de fisión que causará otro evento. Cuando K < 1 se dice que el reactor es subcrítico y se apaga. En un reactor nuclear utilizado para suministrar energía, es necesario mantener un valor de K cercano a la unidad, pues si este valor se incrementa el calor producido en la reacción desencadenada podría fundir el reactor. Para controlar el nivel de potencia del reactor se insertan barras de control en el núcleo del reactor. Estas barras son hechas de materiales como el cadmio que son muy eficientes para absorber neutrones: al ajustar el número y posición de estas barras de control en el núcleo del reactor, el valor de K puede variar y así conseguir cualquier nivel de potencia dentro del manejo de diseño del reactor.

Entonces en un reactor nuclear los eventos de fisión en el núcleo de éste suministran calor que se transfiere a un fluído (agua) que en un proceso cerrado se mueve y transmite este calor recibido a otra corriente (en un sistema diferente para evitar la contaminación radioactiva) de agua que se vaporiza y este vapor impulsa a un sistema generador a turbina para transformar su energía en energía eléctrica.

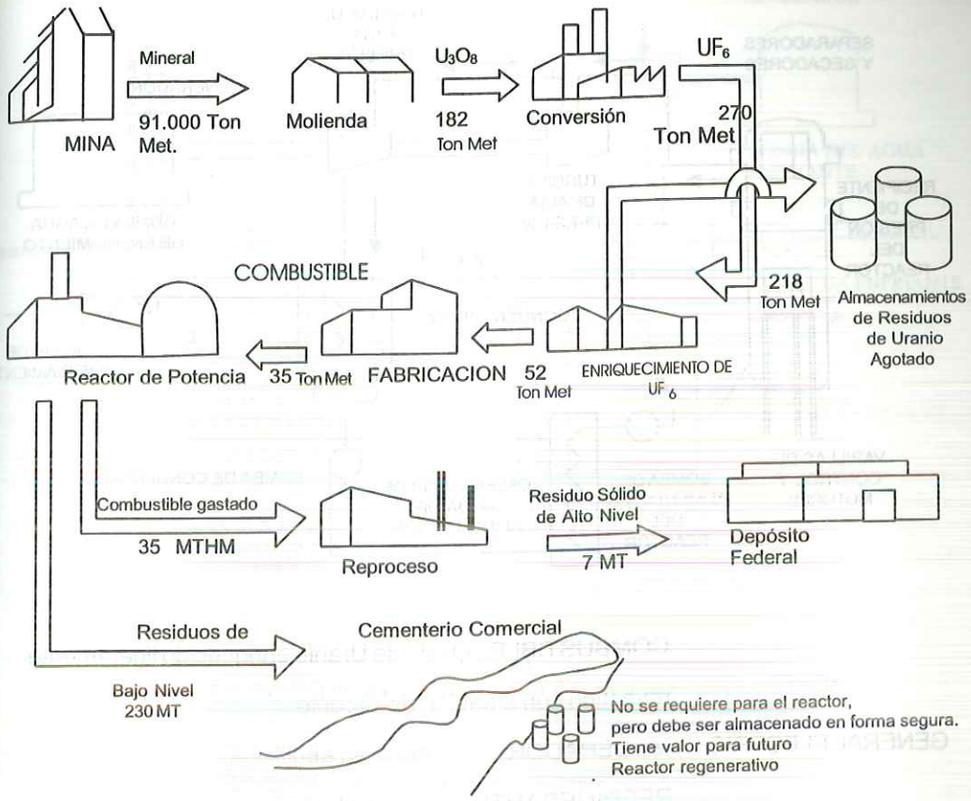
Como se desprende del proceso de generación de energía eléctrica en un reactor nuclear, al compararlo con combustibles fósiles, la contaminación térmica y los riesgos de accidente y manejo de material radioactivo, son el contrapeso a la producción de CO_2, NOx y sólidos en suspensión principalmente.

6.5.1 "Combustible Nuclear". Aunque la masa de un núcleo fisionable es bien conocida, la masa de los fragmentos de la fisión no lo son, y por tanto, el valor de la energía liberada difiere de cada conjunto de fragmentos y así no existe un valor único por fisión por lo que se usa un valor promedio.

Cuando un neutrón es absorbido por un núcleo de ^{235}U, el núcleo resultante ^{236}U se fisiona inmediatamente. Los otros núcleos isótopos del uranio son estables. Por esto, el material nuclear utilizable es el ^{235}U, pero el uranio metálico está constituido por una mezcla de isótopos: 99,28% de ^{238}U , 0,71% de ^{235}U, 0,006% de ^{234}U e indicios de otros isótopos. Entonces se requiere enriquecer de ^{235}U el material. Como los isótopos de los elementos tienen idénticas propiedades químicas se debe recurrir a métodos y procedimientos que se basen en la diferencia de masa de los isótopos para separarlos, tales como la difusión, la difusión térmica y centrifugado, principalmente.

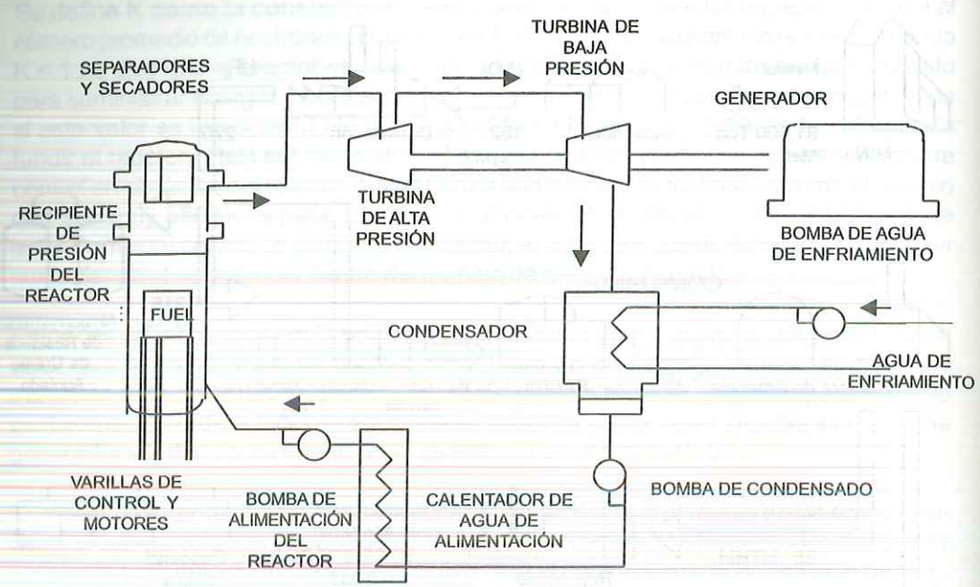
Usando ^{235}U como "combustible" nuclear y teniendo un promedio de energía recuperable de la fisión de 200 MeV se requiere quemar 1.05 gramos/día de material para alimentar una planta nuclear de 1 MW de potencia: en otras palabras, para producir un megavatiodía en una planta nuclear se requiere la fisión de 1 gramo de Uranio 235.

En los siguientes diagramas se muestra el esquema de minería para enriquecer el material radioactivo en ^{235}U para una planta de 1000 MWe y dos tipos corrientes de reactores nucleares: el de agua en ebullición y el de agua a presión.



Promedio Anual de material combustible para una planta típica de reactor de agua ligera de 1000 Mwe

Figura 9



COMBUSTIBLE: Oxido de Uranio enriquecido ligeramente revestido con aleación de zirconio.

GENERAL ELECTRIC MODERADOR: Agua en ebullición.

REFRIGERANTE: Agua en ebullción

PRESIÓN DEL SISTEMA PRIMARIO: 1.000 psi

TEMPERATURA DE SALIDA: 550° F

PLANTA DE POTENCIA DE REACTOR DE AGUA EN EBULLICIÓN

Figura 10.

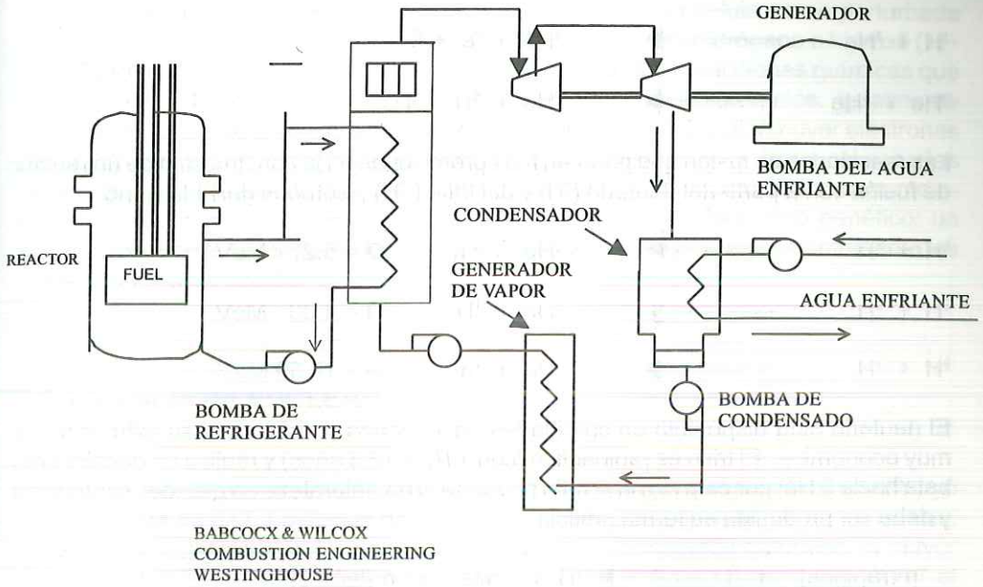


Figura 11

PLANTA DE POTENCIA DE REACTOR DE AGUA PRESURIZADA

COMBUSTIBLE: Óxido de Uranio enriquecido ligeramente Revestido con aleación de zirconio.
MODERADOR: Agua
REFRIGERANTE: Agua
PRESIÓN DEL SISTEMA PRIMARIO: 2.250 psi
TEMPERATURA DE SALIDA DEL REACTOR: 605°F

6.6 FUSIÓN NUCLEAR

Cuando dos núcleos ligeros se combinan para formar un núcleo más pesado, el proceso se denomina fusión nuclear. Como la masa del núcleo final es menor que las masas de los núcleos en reposo combinadas, la reacción está acompañada por la liberación de una gran cantidad de energía. Este proceso es la fuente de energía radiante en el sol y en la mayoría de las estrellas luminosas.

Los siguientes son los ejemplos de tales reacciones de fusión:

$$^{1}H + {}^{1}H \longrightarrow {}^{2}H + {}^{\circ}e + \delta$$

$^{1}H + {}^{2}H \longrightarrow {}^{3}He + \gamma$

$^{1}H + {}^{3}He \longrightarrow {}^{4}He + {}^{\circ}e + \delta$

$^{3}He + {}^{3}He \longrightarrow {}^{4}He + {}^{1}H + {}^{1}H$

Las reacciones de fusión que parecen más promisorias en la construcción de un reactor de fusión son a partir del deuterio (^{2}H) y del tritio (^{3}H) , isótopos del hidrógeno.

$^{2}H + {}^{2}H \longrightarrow {}^{3}He + {}^{1}n \qquad Q = 3.27 \text{ MeV}$

$^{2}H + {}^{2}H \longrightarrow {}^{3}He + {}^{1}H \qquad Q = 4.03 \text{ MeV}$

$^{2}H + {}^{3}H \longrightarrow {}^{4}He + {}^{1}n \qquad Q = 17.59 \text{ MeV}$

El deuterio está disponible en cantidades en los lagos y océanos y su extracción es muy económica. El tritio es radioactivo (con T1/2 = 12.3 años) y realiza un decaimiento beta hacia 3 He; por ésta razón el tritio no existe en la naturaleza en grandes cantidades y debe ser producido en forma artificial:

$n \text{ (rápidos)} + {}^{7}Li \longrightarrow {}^{3}H + {}^{4}He + n \text{ (lentos)}$

$n \text{ (lentos)} + {}^{6}Li \longrightarrow {}^{3}H + {}^{4}He + 4.8 \text{ MeV}$

En 1952 fue detonada la primera bomba de hidrógeno (de fusión), la cual es una muestra de una reacción termonuclear de fusión sin control.

En la actualidad se efectúa un gran esfuerzo para desarrollar un reactor termonuclear sostenido y controlable. El costo del material de fusión es bien bajo y tiene como ventaja adicional que este proceso forma pocos productos radiactivos. Desafortunadamente la interacción protón-protón característica de las reacciones básicas de fusión nuclear requiere presiones y densidades bien altas así como vencer la fuerza de repulsión de coulomb entre dos núcleos cargados: en vencer estos obstáculos trabaja la comunidad científica-tecnológica en distintos laboratorios del mundo. El premio al éxito es bien alto.

6.7 DAÑO POR RADIACIÓN EN LA MATERIA

Cuando la radiación pasa a través de la materia puede causar un severo daño. El grado y tipo de daño producidos depende de varios factores incluyendo el tipo y la energía de la radiación y las propiedades del medio. Por ejemplo, los metales de la estructura de un reactor nuclear pueden debilitarse en gran medida por los flujos de neutrones muy energéticos lo que conduce a fatiga de metal.

El daño por radiación en los organismos biológicos se debe principalmente a los efectos de la ionización en las células. La operación normal de la célula se ve perturbada cuando se forman iones reactivos. Por ejemplo, los radicales hidrógeno e hidroxil (H+ y OH-) producidos por las moléculas de agua pueden inducir reacciones químicas que pueden romper las ligaduras en las proteínas y en otras moléculas vitales. Igualmente la radiación ionizante afecta directamente a las moléculas vitales al remover electrones de su estructura. Dosis mayores de radiación ocasionan la muerte de las células y las células que sobrevivan a la radiación pueden volverse defectuosas. El daño por radiación en los sistemas biológicos no sólo es de carácter somático sino genético: un ejemplo extremo lo tenemos en los casos de Hiroshima y Nagasaki y recientemente las consecuencias del accidente de Chernobil.

6.8 LA ENERGÍA NUCLEAR

En 1997 el uso de reactores nucleares de fusión para generar energía eléctrica sustituyó el equivalente de 617.4 millones de toneladas de petróleo equivalente, de los cuales, como era de esperarse, por razones de tecnología y de recursos naturales, la mayor parte (el 86,4 %) se efectuó en países de la O.E.C.D. En el período 1987-1997 el consumo de energía nuclear como fuente de energía primaria pasó de 447.9 a 617.4 millones de toneladas de petróleo equivalente, para un crecimiento del 37.8% en el período. En 1997 los mayores usuarios de esta fuente de energía fueron:

Tabla 8. Mayores usuarios de energía nuclear

PAÍSES	PARTICIPACIÓN (%)
ESTADOS UNIDOS	27.7
FRANCIA	16.5
JAPÓN	13.5
LA FEDERACIÓN RUSA	4.5
CANADÁ	3.4
UCRANIA	3.3

En el siguiente cuadro se muestra el consumo por regiones.

Cuadro 24. Consumo de energía nuclear.
Millones de toneladas de petróleo equivalente

REGIÓN		CRECIMIENTO %		% PARTICIPACIÓN
	1987	1987-1997	1997	1997
NORTEAMÉRICA	143.2	35.9	195.0	31.6
SURAMÉRICA	2.0	45.0	2.9	0.5
EUROPA	183.0	33.9	245.1	39.7
ANTIGUA UNIÓN SOV.	48.7	6.8	52.0	8.4
ÁFRICA	1.7	100.0	3.4	0.6
PACÍFICO ASIÁTICO	69.0	72.5	119.0	19.2
TOTAL MUNDIAL	**447.9**	**37.8**	**617.4**	**100.0**

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 1998.

Los países latinoamericanos con producción de energía nuclear son Méjico, Argentina y Brasil. En África está Suráfrica.

7. OTRAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

7.1 COMENTARIO GENERAL

Actualmente, como se vio atrás, la mayor parte de la energía mundial se obtiene de la leña / bagazo, combustibles fósiles, la hidroelectricidad y el uranio. Todas estas fuentes presentan desventajas ambientales significativas además del carácter no renovable a mediano plazo de la mayoría de ellas. ¿Por qué no se han desarrollado otras fuentes que en el argot del sector se denominan Fuentes Alternativas de energía –FAE- ? La respuesta es por razón de costos.

Salvo una mayor presión de la opinión pública o el pronto desarrollo comercial y económico de las celdas de combustible, todo parece indicar que por varios años (¿cuántos? esa es la gran pregunta) los combustibles fósiles continuarán dominando el mercado de la oferta de energía y más específicamente, el petróleo . Como lo dice Stephen Howarth en la Introducción de su libro "A Century in Oil. The "Shell" Transport and Trading Company 1897 – 1997" [17]

"Ninguna otra sola industria afectó la civilización del siglo XX más rápida y profundamente que la industria del petróleo. El siglo apenas había alcanzado algo menos de su mitad cuando comenzó la era nuclear, y más de la mitad había transcurrido cuando irrumpió la revolución del computador. Sin embargo, por todas partes en el siglo XX (los cien años de más inventiva que la humanidad haya visto) el petróleo fue el más grande potenciador suministrando de un recurso básico un amplio espectro de productos... Además de este fenómeno destacable, la industria petrolera posee otra característica que es probablemente única en la historia comercial: sus inicios tienen fecha absolutamente exacta, no justo una década o un año sino un día específico, nominalmente el Domingo 28 de agosto de 1859" (cuando Edwin Drake perforó en Titusville, Pennsylvania a 69 ½ pies de profundidad y encontró petróleo)".

[17] De la Editorial Weidenfeld & Nicolson. London 1997. ISBN 0 297 82247 O

No parece vislumbrarse en el futuro la fecha de la desaparición de esta industria pero sí entrará en decadencia tarde que temprano cuando el desarrollo tecnológico impulse la demanda de las otras fuentes alternativas de energía.

Conviene aclarar que el término FAE algunas veces se ha aplicado a los nuevos combustibles desarrollados a partir de las fuentes tradicionales, como fases de hidrocarburos, líquidos del carbón mineral o el plutonio fisionable derivado del uranio 238. Algunos autores generalmente dejan el término sólo para Fuentes de Energía Primaria.

7.2 COMBUSTIBLES SINTÉTICOS [18]

Los combustibles líquidos presentan ventajas intrínsecas sobre los combustibles sólidos y los combustibles gaseosos. Comparados con los combustibles sólidos, los combustibles líquidos son más simples de convertir y de manejar; comparados con los combustibles gaseosos o con la electricidad, los combustibles líquidos son más fáciles de almacenar. Estas ventajas son más relevantes cuando se considera su uso en el sistema de transporte.

En el sector de transporte el depósito o almacenamiento de la energía y los sistemas de conversión deben llevarse consigo simultáneamente y, consecuentemente, estos sistemas tienen que ser livianos, simples y que le permitan cierta "autonomía" durante el viaje al vehículo utilizado. Es desde estos factores que los combustibles para el transporte derivan su alto valor agregado y son el uso primo de los combustibles sintéticos líquidos. En general, el efecto de las ventajas intrínsecas llega a ser más pequeño cuando el módulo o vehículo es más grande y/o más lento.

En comparación con otros modos de transporte, el por carretera tiene una combinación de tamaño del vehículo y velocidad, en el cual las ventajas de los combustibles líquidos se sienten más fuertemente. El transporte aéreo es también altamente dependiente . El transporte por agua (por mar, fundamentalmente) y el ferrocarril son menos dependientes: hay más espacio para el combustible y la velocidad es menor.

Los hidrocarburos líquidos son los combustibles para transporte más atractivos, puesto que tienen una densidad de energía más alta, así como buenas características de combustión. Consecuentemente, los productos destilados son los principales candidatos en muchas opciones de combustibles sintéticos. Sin embargo , presentan dificultades para manufacturarlos a partir del carbón, gas natural o biomasa; los alcoholes pueden entonces proveer una alternativa atractiva técnica y económica, a la vez que contaminan menos. Los alcoholes poseen excelentes propiedades combustibles; sus principales desventajas intrínsecas comparadas con las de los hidrocarburos puros son la menor densidad de energía y la completa miscibilidad con el agua. Por ejemplo, la gasolina tiene una densidad de energía (poder calórico) de 8530 Mcal/m^3, el gasóleo (A.C.P.M.) 9090 Mcal/m^3, mientras que el metanol sólo tiene 3800 Mcal/m^3 y el etanol 5600 Mcal/m^3.

[18] De "THE PETROLEUM HANDBOOK" Compilado por el staff del Grupo de Compañías de la Royal Dutch/Shell. Elsevier Science Publishers. B.V. New York 1983 ISBN 0-444-42118-1

Un problema relacionado con el uso de alcohol es su introducción en el mercado, específicamente la distribución y el desarrollo de motores adecuados para quemar 100% alcohol, pues con mezclas de alcohol etílico y gasolina hasta de 20% del primero, *"para motores ciclo Otto esta mezcla no exige modificaciones en el motor y sólo en algunos casos, requiere ajustes en la carburación debido a su defecto de empobrecimiento de mezcla. Si se requiere emplear sólo, el motor debe ser modificado".*

"Por otra parte, para motores Diesel, el alcohol se podría mezclar con el combustible diesel, pero debido a sus inadecuadas características de ignición en este tipo de ciclo (índice cetánico cercano a cero), requeriría la presencia de aditivos detonantes, uno de los cuales podría ser el nitrato de amilo, (isoamilo) que se puede obtener de los aceites de fusel, subproductos de la fermentación alcohólica"[19]

Existen varias opciones de materia prima para los combustibles sintéticos (esquistos, pizarras, breas, crudos pesados, biomasa, carbón mineral, gas natural). La calidad de los productos provenientes de la destilación convencional tiene que ajustarse en algunas circunstancias.

El gas natural comprimido es una alternativa para reemplazar gasolina en el transporte por carretera. Su uso es menor, aún cuando en Colombia se sigue impulsando su uso comercial. Tiene la restricción de los costos de instalación del equipo de conversión, del transporte y manejo del gas natural, y el peso de las botellas – tanques para su almacenamiento.

El hidrógeno, almacenado como un hidruro, es muy atractivo como combustible muy limpio. Más adelante se hablará sobre las celdas de combustible.

El vehículo eléctrico tiene hasta el momento el inconveniente del peso y relativo bajo contenido de energía de las baterías.

Tal parece que mientras no se disponga de una celda de combustible económica, y atractiva en la apariencia del vehículo, los motores de combustión interna continuarán dominando el mercado en los vehículos de transporte por carretera.

7.2.1 Posibles rutas para la obtención de gasolina. Básicamente existen tres rutas, más o menos independientes de la materia prima utilizada:

➢ Primera Ruta: La Refinación

- **Vía Refinación**: Es el sistema clásico tradicional que parte del crudo (natural, reconstituido o sintético) y a través de la destilación y otras operaciones unitarias separa, trata y mezcla distintos componentes para obtener las distintas clases de gasolina motor.

[19] NAVARRO SERRANO, Alfredo "Programa para Producir Alcohol Etílico Carburante en Colombia" Memorias I Simposio Colombiano sobre Alcohol Carburante. CIAT, Cali Mayo 18-22, 1980. Editorial XYZ, 1980.

- **Vía Gas Natural Húmedo:** Separa y refina las fracciones líquidas para obtener la gasolina natural la cual se trata, reforma o mezcla para conseguir la gasolina grado comercial.
- **Vía carbón:** Comenzando con el carbón, es posible obtener gasolina recorriendo el camino clásico. Existen procesos como el COED de la FMC Corp. , que parte del carbón y obtiene un crudo sintético que luego se procesa tal cual se hace con el crudo natural.

➢ Segunda Ruta: El gas de síntesis

- Por la vía del gas de síntesis se puede partir de gas natural, carbón o residuos orgánicos (vía metano) , se obtiene el gas de síntesis por reacción como producto intermedio. A partir de este gas de síntesis, por una reacción de Fischer – Tropsch se obtienen hidrocarburos de distinto peso molecular, parte de los cuales están en el rango o intervalo de las gasolinas .

Cuando se hace pasar vapor de agua a través de una capa de hulla o coque incandescente, se produce una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono llamada gas de agua:

$$C + H_2O \longrightarrow H_2 \uparrow + CO \uparrow$$

El gas de síntesis – gas pobre – (CO y H_2) y el gas de agua son materia prima para la reacción de Fischer – Tropsch: se calienta este gas, a 200 - 300ºC que a presión poco elevada en presencia de catalizadores produce la gasolina:

$$2nH_2 + nCO \longrightarrow (CH_2)n + nH_2O$$

$$2nH_2 + 2nCO \longrightarrow (CH_2)n + nCO_2$$

Este es el proceso seguido en las plantas Sasol en Suráfrica.

➢ Tercera Ruta: El Metanol

Esta ruta está vinculada a la anterior por partir del gas de síntesis .

Otra posibilidad que existe es el proceso Mobil por medio del cual, partiendo de metanol, se obtiene gasolina sintética.

$$XCH_3OH \longrightarrow (CH_2)_x + xH_2O$$

Como catalizador de la reacción se emplea uno zeolítico especial de alta selectividad en un reactor a 300 psig y 600 – 650º F. El proceso de conversión de metanol a hidrocarburos es altamente exotérmico (740 BTU/libra). El 75% de los productos vírgenes obtenidos por el Proceso Mobil son gasolina motor.

Existe una única planta a nivel industrial de producción de gasolina sintética a partir de gas natural localizada en Nueva Zelandia . Con motivo del embargo árabe de petróleo en

1973 el precio de éste se cuadruplicó, y luego con la revolución islámica en 1978 se presentaron nuevas restricciones en la oferta. En 1970 Nueva Zelandia pagaba U$1.38 por barril de petróleo importado, y a mediados de 1980 el precio se había elevado a U$31/barril, y en 1985 el precio que pagaba por el barril de Arabian Light llegó alrededor de U$49 . ¿Cómo no usar las reservas de gas y construir a nivel industrial la primera planta de combustibles sintéticos con la tecnología que ofrecía Mobil?. La decisión la aprobó el gobierno en septiembre de 1981 como mejor alternativa que el sistema de Gas Natural Comprimido para automotores: una inversión cercana a los U$1500 millones y una justificación posterior como "estratégica".

7.2.2 La Tecnología de Energía Andina LTD. A comienzos de esta década los colombianos Jorge P. Miller y Miguel Kling inventaron un nuevo proceso que permite en un solo paso convertir un alcano (o un alqueno)en su respectivo alcohol (o respectivo glicol) y obtuvieron las patentes en Estados Unidos No. 5'334.777 de agosto 4 de 1993 y No. 5'243.098 de septiembre 7 de 1993 que pueden ser representadas así:

$$CnH2n + H_2O \longrightarrow (CnH2n) - (OH)_2 \quad y$$

$$CnH2n+2 + H_2O \longrightarrow (CnH2n+1) - OH$$

Puestas en producción industrial, reducirán los costos de obtención del metanol, etanol y otros alcoholes .

Como un resumen de las distintas opciones de combustibles sintéticos tenemos :[20]

Cuadro 25. Opciones de combustibles sintéticos

Fuente	Producto	Eficiencia de conversión aproximada
Esquistos / arenas bituminosas	Destilados	50-70 %
Gas Natural	Gas Natural Licuado Metanol / Destilados	80 –85% 55 –65%
Carbón	Gas Sintético Metanol Destilados	75 –80 % 50 –60% 45 – 60 %
Biomasa	Etanol Metanol	35 –45% 45 –50%

[20] THE PETROLEUM HANDBOOK. Obra citada

7.3 BIOMASA

Las plantas representan el depósito natural de energía solar y de recursos químicos. La materia de las plantas es la fuente de energía renovable que denominados biomasa. Esta energía fotosintética es la mayor fuente de energía en muchos hogares. La madera y desperdicios de la agricultura se pueden utilizar para generar electricidad o en el calentamiento en procesos industriales; fue la principal (y por mucho tiempo la única) fuente de energía de la humanidad.

El dióxido de carbono de la atmósfera y el agua de la tierra se combinan en un proceso fotosintético para producir carbohidratos (azúcares) que forman los bloques de la biomasa. La energía solar que mueve este proceso de fotosíntesis se almacena en los enlaces químicos de las moléculas, componente estructural de la biomasa. Si se quema la biomasa en forma eficiente, el oxígeno del aire se combina con el carbón de las plantas y se libera la energía almacenada en los enlaces químicos de la estructura atómico - molecular.

La composición química de la biomasa varía con las distintas especies; sin embargo, en forma general se puede decir que consiste en alrededor de una 25% de lignina y 75% de carbohidratos o azúcares. La fracción de carbohidratos consiste de gran cantidad de moléculas unidas en largas cadenas o polímeros; existen dos grandes categorías de carbohidratos que tienen un valor significativo y son la celulosa y la hemi-celulosa.

Las plantas usan los polímeros de celulosa larga para construir las fibras que le dan resistencia y las fracciones de lignina actúan como pegante para sostener juntas las fibras de celulosa, así se tiene un conjunto que le da gran resiliencia al árbol.

7.3.1 La Tecnología de la fabricación del Alcohol Carburante. El alcohol se fabrica mediante la fermentación de un cultivo rico en carbohidratos (azúcares o almidón) , el cual se destila para separar y purificar el alcohol (éste debe ser anhidro a fin de poderlo mezclar con la gasolina). Varios factores influyen en la selección de materia prima pero los más importantes están relacionados con los recursos disponibles en cada región.

El rendimiento es de gran importancia cuando se trata de producir un cultivo para convertirlo en alcohol. En el siguiente cuadro se muestra el rendimiento aproximado de alcohol por hectárea por año para seis cultivos [21].

[21] BENNETT, M.C. "Some Economic Implication of Power Alcohol". Tate & Lyle. Agribusiness Ltd. UK. Memorias I Simposio Colombiano sobre alcohol carburante. CIAT, Cali, Colombia. Mayo 18-22, 1980 Editorial XYZ 1980.

Cuadro 26. Rendimiento aproximado de alcohol por hectárea/año

Cultivo	Rendimiento del cultivo t/ha-año	Rendimiento en Alcohol	
		(l/t)	l/ha-año
Caña de azúcar	40 –120	70	2800 – 8400
Yuca	10 -40	180	1800 – 7200
Batata	10 –40	125	1250 – 5000
Remolacha Azucarera	10 –40	120	1200 –4800
Sorgo Dulce	20 –60	55	1100 – 3300
Maíz	1 - 4	400	400 – 1600

Uno de los factores más importantes es el equilibrio energético en la producción del alcohol, esto es, la cantidad de energía requerida para operar la unidad de producción y es en este aspecto, que la caña de azúcar resulta muy ventajosa ya que provee simultáneamente los azucares fermentables y el bagazo para combustible, o mejor, para la industria de papel.

Otra ruta para la obtención de alcohol es por la hidrólisis de celulosa. Esta hidrólisis puede ser enzimática o ácida. Ya existen varios estudios al respecto. En la siguiente figura se muestra la producción y utilización de la biomasa en forma integral (tomado de Reddy, A.K.N. 1979 Biomass as an energy source . UNITAR Conference on long term energy resources. Montreal , Canadá)

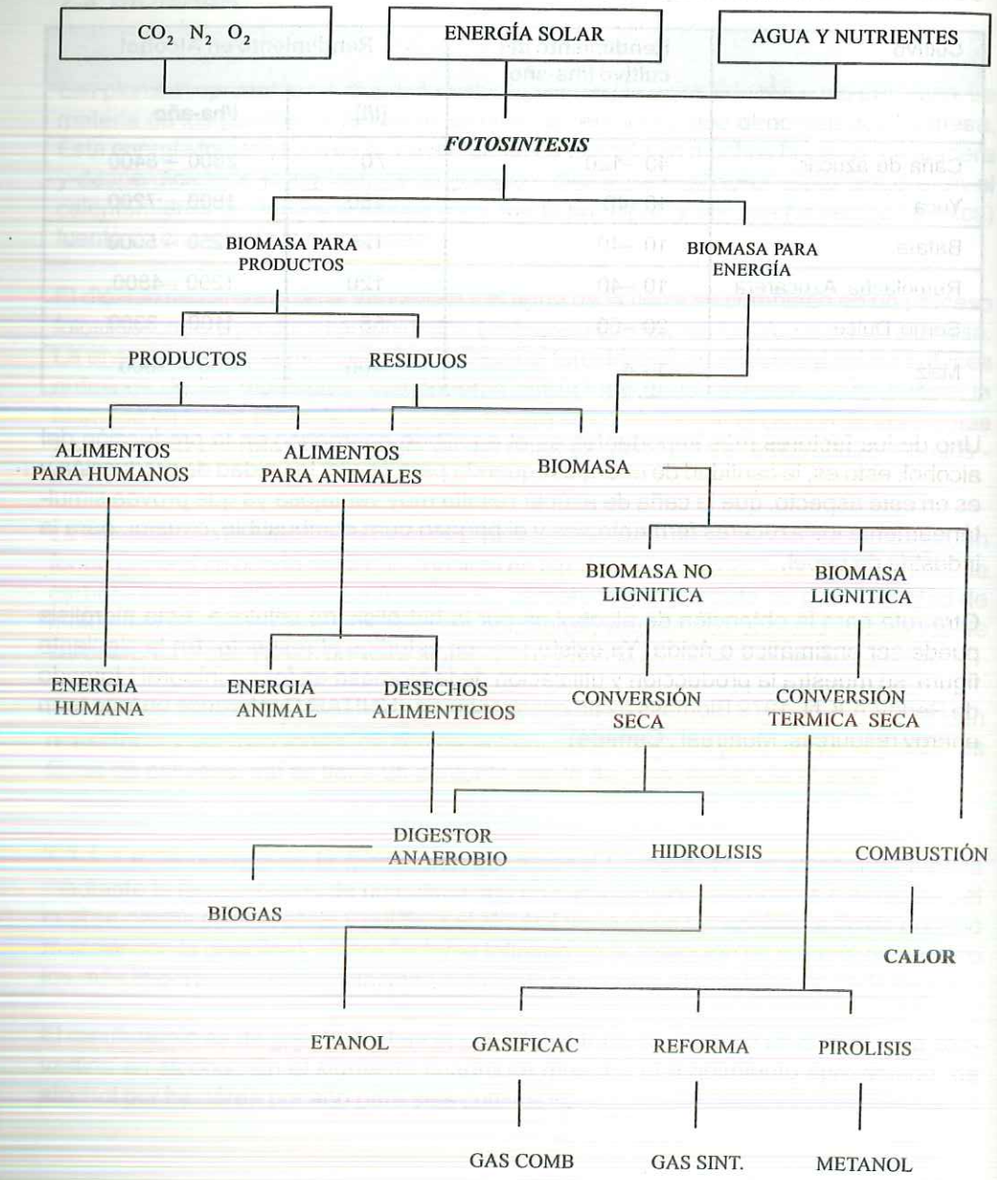


Figura 12. Producción y utilización de la biomasa en forma integral

7.3.2 Madera y residuos. La cantidad de madera utilizada directamente como combustible representa una cifra importante. Antonio Moreno [22] calcula que en 1990 este consumo alcanzó los 1300 millones de toneladas equivalente a algo más de la mitad de todo el consumo de madera en el mundo. Madera más residuos como combustibles están en el orden del 5% del consumo mundial de energía siendo los países en vía de desarrollo quienes consumen las 4/5 partes de este recurso; es un hecho la reducción continua de bosques en el mundo. Infortunadamente en muchas regiones de países pobres y países en vía de desarrollo fundamentalmente, es el único combustible asequible: el problema no es el consumo, el problema es la tala indiscriminada y la no resiembra y el rompimiento del débil equilibrio ecológico de selvas y bosques. Cuando no es posible tener acceso a la madera, las comunidades recurren a otras biomasas como residuos de cosechas y estiércol: se estima que alrededor de 800 millones de personas en el mundo dependen de estos como fuente de energía; sin embargo, esta práctica va empobreciendo las tierras de cultivo.

7.4 LA ENERGÍA SOLAR

La mayor fuente alterna de energía para nuestro planeta es el sol. La energía solar llega a la tierra en forma de radiación electromagnética, sobre todo en la parte visible y cerca del infrarrojo del espectro.

El sol es el origen de las demás formas de energía que el hombre ha utilizado desde los comienzos de la historia. El sol es responsable de casi toda la energía en la tierra excepto por las mareas lunares, material radioactivo y el calor interno del planeta. El sol es un "reactor de fusión" que entrega a la tierra 1.52×10^{16} kwh/año: ¡toda la energía que la humanidad consume es menor del 0.1% de este valor!. Una casa utiliza 700 kwh/mes o aproximadamente 8500kwh/año.

El Centro de Estudios de la Energía Solar de España calcula que "el sol arrojará sobre la tierra cuatro mil veces más energía que la que va a consumir España durante el presente año".

Básicamente, recogiendo de forma adecuada la radiación solar, se puede obtener calor y electricidad. Además de la radiación solar directa, que se puede utilizar para calentar o enfriar edificaciones, calentar agua para uso doméstico o para producir electricidad, existen formas indirectas de energía solar como el agua, viento y potencia fotosintética: la radiación solar es la que mueve tanto el ciclo hidrológico como la circulación de la atmósfera.

Las aplicaciones agrícolas son muy amplias. Con invernaderos solares se pueden obtener cosechas mayores y más tempranas; los secaderos agrícolas consumen menos energía si se combinan con un sistema solar, y como otro ejemplo se puede decir que es posible poner en funcionamiento plantas de purificación o desalinización de agua sin consumir ningún tipo de combustible diferente a la energía solar.

[22] MORENO GONZÁLEZ, ANTONIO. "La Energía". Acento Editorial. Madrid 1997 ISBN 84-483-0209-5

7.4.1. Sistemas Generadores de Electricidad.

7.4.1.1 Celdas fotovoltáicas. Las celdas fotovoltáicas o "solares" convierten parte de la energía luminosa del sol directamente en electricidad, están fabricadas con materiales semiconductores que producen un voltaje cuando la luz del sol incide sobre ellas. Estas celdas principalmente están hechas de silicio, el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre: cuando el silicio se combina con uno o más de otros elementos presenta propiedades eléctricas únicas en presencia de los rayos solares; los electrones se excitan por la luz y se mueven a través del silicio. Esto es conocido como el efecto fotovoltáico y resulta en una corriente directa de electricidad. Los módulos fotovoltáicos no tienen partes móviles, son virtualmente libres de mantenimiento y tienen una vida de trabajo entre 20 –30 años[23].

Las celdas fotovoltáicas se desarrollaron originalmente dentro del programa espacial para que los satélites en órbita tuvieran una fuente de potencia; hoy en día son de uso extendido en dispositivos electrónicos como calculadoras solares, en instalaciones remotas de potencia, luces de tráfico, cercas eléctricas y otras. La electricidad que producen se puede igualmente usar de manera directa por ejemplo para sacar agua de un pozo, o bien almacenarla en acumuladores para usarla en horas nocturnas.

Básicamente hay tres clases de sistemas fotovoltáicos:

- Colectores planos de cristales de silicio. Son los más desarrollados; hay de cristales sencillos y policristales los cuales o bien se juntan varios cristales sencillos o se funde silicio derretido y luego se recorta en "rodajas" al tamaño de la celda.

- De película fina. Son los más económicos pero no son muy eficientes. Se fabrican depositando una película de material fotovoltáico o un sustrato que puede ser vidrio o metal.

- Concentradores. Usan menos material fotovoltáico y emplean lentes o reflectores para concentrar la luz solar sobre la celda fotovoltáica e incrementar su producción. Su manufactura es más barata pero debido a que trabajan con la parte de la luz directa, no operan cuando el día está nublado.

Como se mencionó, el efecto fotovoltáico ocurre cuando la luz es absorbida por el semiconductor, la energía de los fotones (la luz) se transfiere a los electrones de la banda de valencia del semiconductor excitándolos hacia la banda de conducción y dando por resultado la formación de pares electrón-hueco. Sólo los fotones con energía que excedan la energía del hueco de la banda del semiconductor pueden ser efectivos en este proceso. La luz solar tiene fotones entre 1ev y 3ev siendo el hueco óptimo de banda para la máxima conversión de poder de aproximadamente 1.5 ev.

No cabe la menor duda del gran potencial de esta energía. Científica y tecnológicamente el campo de la conversión fotovoltáica está llenos de retos. Se investiga y se trabaja en desarrollar nuevos materiales y en obtener configuraciones más eficientes.

[23] Del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Página web de Internet .

7.4.1.2. Torres de Potencia. La intensidad media continua máxima de la radiación solar que penetra en la atmósfera y alcanza la superficie de la tierra es de 200 w/m^2. Este es un valor bajo que implica que los artefactos para "recoger" esta energía ocupen grandes extensiones .

La radiación solar que llega a la superficie de la tierra tiene dos componentes: la radiación directa y la difusa; la radiación directa puede recogerse y concentrarse mediante lentes y espejos, la radiación difusa no puede concentrarse y es la más significativa cuando el cielo está nublado o cubierto.

La Torre Solar de Potencia o receptor central es una planta de potencia eléctrica localizada en la parte superior de una gran torre; su fuente de calor es la radiación solar reflejada hacia la torre por un gran campo de heliostatos (espejos) que la rodean. Los heliostatos son controlados por computador para que puedan reflejar exactamente la luz del sol al lugar apropiado y que puedan desenfocar rápidamente en caso de una emergencia . Los espejos son paraboloides y "siguen" al sol para concentrar la energía recibida en un foco donde se produce vapor a alta presión. Colombia por su posición geográfica tiene una radiación solar (brillo solar) que es ventaja a la hora de hablar de esta fuente renovable de energía.

7.5 ENERGÍA EÓLICA O DE LOS VIENTOS

La potencia de los vientos ha servido al hombre de varias formas desde el lejano pasado. Actualmente se encuentra en estudio e investigación como fuente de electricidad. Las turbinas de viento en su mayoría llevan dos palas de máximo 35 metros que son movidas por el viento y convierten esta energía cinética directamente en electricidad al hacer girar un generador.

Existen básicamente dos tipos de configuración:

- Turbina de eje horizontal: Son las más comunes y se localizan en el tope de torres con dos o tres hojas . La orientación del eje motor, la parte de la turbina que conecta las hojas o palas al generador, es la que decide el eje de giro mismo de la máquina. El eje horizontal (el giro) de la turbina tiene un eje motor (eje físico) horizontal. Las palas pueden estar de cara al viento, la turbina viento arriba, o el viento puede golpear la torre soporte primero y la turbina está viento abajo.

- Turbina de eje vertical: Tiene ejes motor vertical, las palas son largas, de forma curva y apoyadas al tope y al fondo de la torre.

El rendimiento de las turbinas de viento está en función de la fuerza y energía del viento. Esta varía con el cubo de la velocidad del viento. Las mejores regiones deben tener una velocidad media del viento superior a 8 metros/segundo a una altura de 50 metros.

7.6. ENERGÍA GEOTÉRMICA.

Otra fuente alternativa de energía es el calor subterráneo o energía geotérmica. Se trata de aprovechar la mayor temperatura de las rocas o del agua que se encuentran bajo la superficie de la tierra. Las altas temperaturas en el subsuelo son una fuente de calor que se puede utilizar directamente para generar electricidad.

La energía geotérmica es la energía térmica contenida en las rocas y fluídos en la corteza terrestre. En la mayoría de áreas este calor alcanza la superficie en un estado difuso. Sin embargo, existen sectores donde yacen fuentes geotérmicas relativamente pandas o a baja profundidad.
La tierra originalmente era una masa fundida que se fue enfriando llegando a su estado sólido varios millones de años después sin una adición de energía distinta de la proveniente del sol.

La energía geotérmica se ha utilizado para proporcionar calor desde tiempos inmemoriales; por ejemplo en Islandia se usa para el calentamiento de las residencias. Su uso industrial es más reciente. La primera central de energía eléctrica data de la segunda década del siglo XX en Italia.

Para la generación de electricidad se usan turbinas de vapor de baja presión.

Las fuentes se clasifican según la temperatura : de baja temperatura (menor de 90º C), de moderada temperatura (entre 90º C y 150º C) , y de alta temperatura (mayor de 150º C). Su aplicación está influenciada por la temperatura . Las fuentes de más alta temperatura generalmente se usan únicamente para generación de potencia eléctrica.

La producción actual de energía geotérmica para todos los usos (electricidad y calor) es la tercera entre las fuentes renovables, después de la hidroelectricidad y la biomasa, por encima de la solar (generación comercial) y la eólica. Los países más productores son Estados Unidos, Filipinas, Italia, Indonesia, Japón, Nueva Zelandia e Islanda. Los Estados Unidos tenían en 1998 una potencia instalada de 2850 MWe que corresponden al 34.5% de la potencia instalada en el mundo con esta fuente energética.

7.7 LA ENERGÍA DE LAS MAREAS.

Las mareas disipan energía del orden de 22.000 TWh[24] de la cual se considera recuperable del orden del 1%. Se considera que esta fuente de energía es aprovechable en forma práctica y económica en el caso de mareas altas y en lugares en los que el cierre de las cargas hidráulicas no requiera construcciones muy costosas.

Existe una central en La Rance, Francia, con una potencia instalada de 240 MWe con una producción anual de 500 GWh.

[24] MORENO GONZÁLEZ, ANTONIO. La Energía. Obra citada.

7.8. CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA DE LOS OCÉANOS

La conversión de la energía térmica de los océanos es la producción de electricidad utilizando las pequeñas diferencias de temperatura entre la superficie cálida de los océanos y las aguas frías en las profundidades de estos, a unos 100 metros promedio. Para el aprovechamiento energético se requiere una diferencia del orden de 20º C la cual se alcanza fácilmente en las zonas tropicales. Las posibilidades de esta técnica se acrecientan con las explotaciones petroleras costa afuera. El salto térmico permanente y característica ambientalmente amigable, le da un potencial a esta fuente.

7.9 CELDAS DE COMBUSTIBLE.

Esta tecnología es utilizada para generar energía eléctrica o calórica a partir de energía química; aunque el proceso es mucho más eficiente y menos contaminante que los tradicionales, el desarrollo tecnológico actual y los altos costos de inversión impiden su masificación y uso generalizado.

Requiere para su operación un gas rico en hidrógeno (gas natural, gas del carbón, biomasa) que al reaccionar con oxígeno en la celda produce energía eléctrica, agua y calor.

Existen diferentes tipos de celdas, clasificadas de acuerdo con el electrolito utilizado.

- Celdas de ácido fosfórico (CCAF)
- Celdas de carbonato fundido (CCCF)
- Celdas de óxidos de sólidos (CCOS)
- Celdas de polímero (CCP)

En términos generales el sistema de generación de electricidad en las celdas comprende tres secciones:

- Procesador de combustible: Para convertir el combustible en hidrógeno y eliminar impurezas.
- Conversión de energía: Donde ocurre la reacción electroquímica que permite la producción de corriente directa.
- Acondicionamiento de energía: Para transformación de corriente directa a corriente alterna a los voltajes requeridos.

Beneficios y Desventajas: Los beneficios más importantes de esta tecnología son su alta eficiencia (hasta 82%) y la mínima contaminación ambiental generadas; adicionalmente, podemos mencionar las siguientes:

- Variedad de combustibles para producción de hidrógeno.
- Posibilidad de construcciones modulares.

- Reducción de costos de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Proceso silencioso.
- Tiempos cortos para construcción.

La principal desventaja son los altos costos de fabricación e inversión que se reflejan en los altos costos de la energía eléctrica producida (valor estimado: US$2.500 /kw). Además, la seguridad necesaria para el manejo del gas hidrógeno, los costos de transportar y almacenar el combustible y la calidad especial de los materiales de la celda.

Aplicaciones y Perspectivas: Por la tecnología implícita y los altos costos, las aplicaciones en la actualidad se limitan a sectores de alta tecnología y las industrias militar y aeroespacial.

Parecería que no existen posibilidades en términos inmediatos o en mediano plazo de generación eléctrica para grandes consumos residenciales, comerciales o de transporte particular, aunque existe la viabilidad de su uso para transporte público.

La capacidad instalada que se estima para el año 2000, es de 1.200 MW y hacia el año 2014 de 18.000 MW.

Indudablemente, hacia el futuro es bastante probable que esta tecnología desplace el uso de combustibles fósiles en la generación de energía aunque su rápido desarrollo e implementación dependerán en gran parte de las políticas que los gobiernos impongan para incentivar el uso de celdas de combustibles, las regulaciones ambientales a nivel mundial y los precios futuros de los combustibles tradicionales[25].

7.10 FUTURO DE LAS OTRAS FUENTES DE ENERGÍA

Se podría decir que el futuro de las otras fuentes de energía y su mayor o menor uso relativo está influenciado por tres factores:

- El impacto ambiental y la posición de la opinión pública con respecto a la utilización de las fuentes tradicionales y de las fuentes alternativas.
- El estado tecnológico del desarrollo de las nuevas fuentes y también de las existentes o actualmente explotadas. Existen tecnologías comercialmente maduras ya sean o no competitivas con las fuentes convencionales, y otras que requieren desarrollos tecnológicos adicionales.
- El carácter económico relativo (en inversión y costos) de las fuentes alternativas vis a vis con las convencionales.

De todas formas su estudio es un reto y una oportunidad.

[25] La Celdas de combustibles. Presente y futuro y su impacto en la industria petrolera.. Morales Alfredo y otros. Visión Tecnológica. Vol. 4 N. 1

8. HIDROELECTRICIAD Y ENERGÍA RENOVABLE

8.1 INTRODUCCIÓN

Hasta el año 2015 se espera un crecimiento sostenido y a paso rápido de las fuentes de energía renovables en todo el mundo. Los aspectos ambientales son los principales determinantes de esta evolución en el mercado de la energía. No obstante la competitividad actual de los precios de los combustibles fósiles, competitividad que se espera se mantenga hasta el fin del período analizado (2015), la participación de la hidroelectricidad y otras fuentes renovables (geotérmica, eólica, solar) puede crecer hasta un 9.2% en el año 2015.

En el consumo mundial de hidroelectricidad y otras fuentes de energía renovables se proyecta un crecimiento hasta llegar a 50 cuadrillones de Btu en el 2015, un promedio anual de incremento del 2.6%. En los países no-OECD se espera un promedio superior del orden de 3.1% como consecuencia de los proyectos de hidroelectricidad en los países de Asia no-OECD. En los países de Europa y Norte América el crecimiento se dará a expensas de otras fuentes de energía renovable diferentes de la hidroelectricidad, particularmente por los aspectos ambientales. El impacto adverso de los desarrollos hidroeléctricos, que incluye desplazamientos de poblaciones y daños a la fauna y a la flora ha llevado a la suspensión de un buen número de grandes proyectos, los más ambiciosos de los cuales se encontraban localizados en Canadá.

No obstante que las otras energías renovables tienden a ser sustitutos limitados de la hidroelectricidad debido a su disponibilidad intermitente y a su alto costo de generación, se ha alcanzado un significativo progreso en el mejoramiento de la eficiencia y de la operación de estas energías. El esfuerzo científico – tecnológico se encuentra enfocado a mejorar la relación beneficio/costo para que estas fuentes puedan competir con los combustibles fósiles. En particular se ha logrado un éxito relativo en la disminución del kilovatio-hora producido mediante la energía del viento. En los EEUU. por ejemplo, el valor de producir un kilovatio-hora de electricidad con gas natural se estima en 3 centavos de dólar; el costo de generar la misma cantidad de energía con el viento (eólica) ha caído del rango de 7 a 10 centavos a 5 centavos de dólar.

El crecimiento en la producción de energía eólica se atribuye a la investigación extensiva en ese campo en varios países OECD; especialmente en EEUU y en Dinamarca. Las turbinas que pueden generar potencia a partir del viento con velocidades de 15 a 20 kilómetros/hora tienen gran aceptación en los EEUU. Para el año 2003 se espera que el precio del kilovatio/hora descienda a 4 centavos de dólar; en contraste con el costo de la energía solar cuyo costo actual es del orden de los 14 centavos de dólar.

La energía solar está siendo promovida por diferentes gobiernos mediante programas de I+D. Sin embargo, mientras que el potencial de la energía solar es muy grande, su uso es relativamente enano frente a otras fuentes de energía renovable tales como hidroelectricidad, biomasa, geotérmica; y solamente en circunstancias especiales es económica en la actualidad. Un principal inconveniente es el elevado costo de conversión el cual actualmente es de solamente un tercio del máximo teórico. Pequeñas cantidades de energía solar se pueden usar cuando los usuarios se encuentran muy alejados de las redes tradicionales de la energía eléctrica.

Aun cuando la tecnología para generar energía eléctrica a partir de la energía de las mareas se puede considerar como tecnología madura, es muy costosa para desarrollarla y a menudo se acompaña de sustanciales costos ambientales. Un buen número de proyectos de esta naturaleza se han propuesto en la India, incluyendo una planta de 900 megavatios en el Golfo de Kutch.

Combustibles no comerciales de origen animal y vegetal son importantes fuentes de energía, especialmente en países en vía de desarrollo. Sin embargo, no se dispone de datos oficiales.

8.2 ENERGÍAS RENOVABLES EN NORTE AMÉRICA.

En 1993 más de 10.3 cuadrillones de Btu de electricidad se generaban mediante hidroelectricidad en Canadá, México y EEUU. Su consumo representaba casi el 37% del uso mundial de energías renovables. Se prevé que su ritmo de crecimiento siga al 2.3% para alcanzar 17 cuadrillones de Btu hacia el año 2015.

La hidroelectricidad se encuentra muy bien proyectada y controlada en los EEUU, habiéndose limitado su potencial para mayores desarrollos. En México, la capacidad de hidroelectricidad podría doblarse para el año 2010; sin embargo, un crecimiento de la oferta de electricidad de operadores independientes hace prever que esa cifra no se alcance. En Canadá se tienen numerosos proyectos para expandir la capacidad hidroeléctrica a gran escala -tales como el proyecto de tres fases James Bay-; sin embargo, estos proyectos han perdido su favorabilidad en gracia de los aspectos ambientales, y por ejemplo la segunda fase del James Bay fue suspendida, otros proyectos han sido totalmente descartados.

Cuadro 27. Estado Mundial de las tecnologías para fuentes de energía renovables

Estado Mundial de la Energías renovables en la Generación de Energía Eléctrica 1994

Technology		Estado Técnico	Estado Comercial	Capacidad Megavatios
Biomasa	**Residuos Agrícolas**	R-D	A	50.000
	«Energy crops»	R-D	A	500
	Desechos Urbanos	R-D	A	1.000
	Biogas	D	A	1.000
Geotérmica...	**Hidrotérmica**	M	E	10.000
	Geopresurizada	R	U	0
	Rocas Calientes	R-D	U	0
	Magma	R	U	0
Hidroeléctrica..	**Pequeña Escala**	M	A	19.500
	Gran Escala	M	A	627.000
Oceánica	**Mareas**	M	A	263
	Corrientes térmicas Oceánicas	R-D	A	0
	Olas « Shoreline»	R-D	A	<1
	Olas «Offshore»	R	U	<1
	Gradiente de Salinidad	R	U	0
Solar	**Solar termoeléctrica**	R-D	U	>350
	Fotovoltáica	D-M	A	380
Viento	**«Onshore»**	D-M	A	2.000
	«Offshore»	D	A	5

Notas: **Estado Técnico:**R=Investigación, D=demostrada, M=madura. Estado Comercial U=no económica
A=económica en ciertos nichos de mercado, E=económica.
Fuente: International Energy Agency, /EA/OECD Scooping Study: Energy and Environmental Technologies to Respond to Global Climate Change Concerns (Paris,France,1994), p. 93

Para el año 2015 la demanda de energía renovable se proyecta que alcanzará 8.9 cuadrillones de Btu, lo cual representa el 8% del consumo. Un fuerte crecimiento se proyecta para la energía eólica, llegando en el año 2015 a representar el 1% del total de energía consumida. Los estados de los EEUU con mayores posibilidades para este tipo de proyectos con base en la energía del viento son California, las Dakotas, Texas, Minnesota y Montana.

En Canadá un cambio de planes en cuanto a la energía nuclear y a la hidroeléctrica ha generado un especial interés por otras energías renovables. La empresa pública de Ontario ha proyectado tener ofertas para el año 2020 de 3.6 megavatios/hora de energías renovables diferentes de la hidroeléctrica. Para el 1999, había financiado proyectos de energía eólica por 28 millones de dólares.

8.3 PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN CENTRO Y SUDAMÉRICA

La energía renovable, particularmente la energía hidroeléctrica, es una fuente importante de electricidad en América Central y en América del Sur. En 1993, casi 400 billones de kilovatios/hora de electricidad provenían de la hidroelectricidad. En la actualidad, un 65% de la capacidad eléctrica instalada de la región es hidroeléctrica. El crecimiento proyectado en este sector es del orden del 0.8% anual, debido a que las fuentes hidroeléctricas ya han sido desarrolladas en un alto grado. La demandas por energía renovable, como un todo, se esperan alcancen 5 cuadrillones de BTU para el año 2015. Para el año 2010 hay planes para instalar cerca de 30 gigavatios de capacidad hidroeléctrica adicional en América Central y del Sur.

8.4 PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EUROPA- OECD

En la práctica la energía hidroeléctrica ya ha llegado a su tope en esta región y pocos proyectos quedan pendientes por desarrollar en este sector de las energías renovables. Actualmente, Francia, Noruega y Suecia cuentan con más de la mitad de la capacidad hidroeléctrica instalada en Europa. La demanda por energía renovable se espera que crezca en los países OECD de Europa a 7.6 cuadrillones de Btu en el año 2015; Un incremento cercano al 1.8% anual. Como en EEUU, la fuente de la que se espera mayor crecimiento es de la eólica.

La mayor parte de los 3.4 gigavatios de energía proveniente del viento, se reparte entre los EEUU y Europa. En los países OECD de Europa la capacidad instalada de energía eléctrica proveniente del viento puede llegar a los 400 megavatios. Dinamarca es el país de Europa que más genera energía eléctrica a partir de la energía del viento; pero un desarrollo agresivo se viene dando en Alemania, en el Reino Unido y en otros países de Europa.

En Dinamarca cerca del 70% de las turbinas de viento instaladas son operadas por cooperativas locales, las cuales venden sus excedentes a empresas de la red nacional de energía.

El Reino Unido ha empleado dos estrategias para motivar el desarrollo de tecnologías de combustibles no-fósiles para producir energía. Desde 1974 ha estimulado la investigación y el desarrollo, de una parte; de otra, le ha asegurado mercado a la energía proveniente de estas fuentes. Los recursos para estos programas provienen de impuestos sobre el consumo de energías provenientes de combustibles fósiles.

9. SECTOR ELÉCTRICO

9.1 INTRODUCCIÓN. UNA VISIÓN GLOBAL

Para los próximos quince años la demanda de electricidad en el mundo bordeará los 19 trillones de kilowatios - hora, doblando con ello la demanda actual. Mientras los mercados de electricidad continúan creciendo, se prevén cambios dramáticos en la industria de la energía eléctrica. Los países están trabajando para crear ambientes competitivos para los mercados de electricidad para promover una mayor eficiencia. Estos esfuerzos impactarán la regulación, la estructura de la industria y la posesión de las empresas. (revista Energética. Año 22. No. 3. 1998).

Los cambios regulatorios llevan a la eliminación de los monopolios y a la reducción de la intervención gubernamental en la industria de la energía eléctrica. Las reformas incluyen la reducción del control de precios y restricción de tarifas y la eliminación de los subsidios. Los cambios estructurales se caracterizan por la división de la industria en sus tres mayores funciones: generación, transmisión y distribución; y un convencimiento de los gobiernos a asegurarse de que todos los sectores participen en igualdad de condiciones por los negocios de la energía.

Muchos países no-OECD (Organization for Economics Cooperation and Development) encaran un gran crecimiento de la demanda para privatizar sus sectores de energía eléctrica y abrir los mercados a firmas foráneas. Lo anterior implica que los países van a recibir grandes cantidades de dinero que pueden aplicar a programas sociales. Además, la privatización de estas empresas permite un mejor manejo, un mercado eficiente y mejor servicio al cliente mientras que se reducen los déficits y las deudas internacionales.

La escogencia del combustible para generación de potencia tiene implicaciones significativas para el ambiente. Conforme crezca la demanda de electricidad, el carbón jugará un papel crucial como combustible para generación de potencia, especialmente en la India y en China. El carbón libera más emisiones nocivas a la atmósfera que el gas natural. No obstante, en el mundo, los combustibles fósiles son la fuente primaria para generación de ener-

gía. La componente de generación nuclear se espera que decline, abriendo oportunidades al uso de gas natural y a las fuentes de energía renovables.

9.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

En las dos décadas pasadas el consumo de electricidad en el mundo creció a un ritmo del 3.4% por año, comparado con el 2% de crecimiento del consumo general de energía.

A pesar de dicho crecimiento se estima que dos billones de personas no están conectadas en el mundo a las redes de distribución eléctrica. Un esfuerzo para llevar el servicio a estas gentes implicará un crecimiento anual de la demanda superior al 2.6%.

Los países no-OECD constituyen el 80% de la población mundial pero consumen menos del 40% del total de la electricidad mundial. Sobre la base per-cápita la divergencia entre regiones OECD y no-OECD es significativa: la generación de electricidad per cápita es siete veces mayor en las primeras. El promedio en el Canadá es del orden de 13 megawatios-hora y en el África es de sólo 0.4 megawatios-hora. Las tendencias globales para la energía y para la electricidad son marcadamente diferentes entre países desarrollados y países en vías de desarrollo. En los OECD el crecimiento en la demanda de electricidad va acompasada con el crecimiento económico, en los no-OECD el crecimiento de la demanda de electricidad supera el crecimiento económico.

Hasta el año 2015 se espera que el crecimiento económico y el crecimiento de la demanda de electricidad, por año, en los países OECD sean 2.5 y 2.0% respectivamente. En los países no-OECD estas cifras son 4.3% y 3.5% respectivamente. Para el año 2015 se espera que casi la mitad del consumo de la electricidad en el mundo corresponderá a las regiones no-OECD.

En el sector industrial, la demanda de electricidad crece más rápidamente que la demanda de combustibles, a expensas del crecimiento de la industria liviana. La electricidad es también la fuente preferida para muchos procesos de manufactura. En los sectores residencial y comercial, conforme crece la población urbana y mejoran los estándares de vida, el número y la variedad de aplicaciones eléctricas se ha incrementado estimulando la demanda de electricidad. México posee la tasa de crecimiento más alta en la demanda de electricidad, con un 4.7% promedio de 1993 al año 2015.

9.3 COMBUSTIBLE PRIMARIO EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La contribución del gas natural a la generación de electricidad se incrementará del 18% en 1996 al 21% en 2015, en el mundo, particularmente debido al incremento de la utilización del gas natural en las regiones OECD donde se pasará en el mismo período

del 10% (1996) al 18% en el año 2015. El gas natural declina ligeramente su participación, en el mismo período, del 25 al 24% en regiones no-OECD.

El carbón permanece como el primer combustible, en la generación de electricidad, manteniendo un consistente 36% de participación en el periodo mencionado. La región de Asia no-OECD, responsable de una tercera parte de total de la demanda de electricidad de las regiones no-OECD en el año 2015, normalmente usa carbón para el 60% de sus necesidades de potencia; y su demanda sobre el carbón se espera continúe igual en las próximas dos décadas.

Para todos los combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo) se espera un incremento de su participación en la generación de electricidad, del 63% en 1995 al 65% en el 2015.

La participación de fuentes de energía renovable en la generación de electricidad debe incrementar en el período 1996-2015 del 21% al 23%. La potencia hídrica la fuente de energía renovable dominante para generar electricidad se espera que muestre un substancial crecimiento en países no-OECD; siendo las regiones más responsables de ese crecimiento los países no-OECD de Asia y Sur-América (véase cuadro)

Cuadro 28. Consumo mundial de energía para generación de electricidad por región y por fuente 1993 –2015 (Cuadrillones de Btu)

	Historia		Proyecciones			
Región/Combustible	1993	1995	2000	2005	2010	2015
OECD	**74.1**	**77.3**	**84.3**	**91.2**	**97.8**	**103.4**
Petróleo	5.4	5.7	5.6	5.8	5.9	5.8
Gas Natural	6.8	7.6	9.6	12.4	15.2	19.1
Carbón	26.9	27.3	29.3	31.4	33	34.2
Nuclear	18.1	19.1	19.6	19.3	18.9	16.7
Renovables	16.8	17.7	20.1	22.4	24.8	27.6
No-OECD	**58.4**	**61.7**	**72.0**	**82.9**	**95.5**	**109.0**
Petróleo	7.7	7.5	8.9	10.6	12.0	13.2
Gas Natural	14.3	14.5	17.0	19.3	22.4	26.0
Carbón	21.2	23.5	27.3	32.1	37.1	43.0
Nuclear	4.0	3.9	4.8	5.0	5.4	4.9
Renovables	11.2	12.3	13.9	15.9	18.6	22.0
Total en el Mundo	**132.5**	**139.0**	**156.3**	**174.2**	**193.4**	**212.5**
Petróleo	13.1	13.1	14.5	16.3	18.0	19.0
Gas Natural	21.2	22.1	26.6	31.8	37.6	45.1
Carbón	48.1	50.7	56.6	63.5	70.1	77.2
Nuclear	22.1	23.0	24.4	24.3	24.3	21.6
Renovables	28.1	30.0	34.0	38.3	43.4	49.7

Nota: OECD= Organization for Economic Cooperation and Development
Fuentes:**Historia**: Energy Information Administration (EIA),International Energy Annual 1993, DOE7EIA-0219(93) (Washington, D.C May 1995). **Proyección:** EIA, World Energy Projection System (1996)

9.4 LA ELECTRICIDAD EN CENTRO Y SUR AMÉRICA

Para los años cincuentas solamente el 30% de la población de esta región contaba con electricidad. La región experimentó un fuerte crecimiento económico durante los decenios sesentas y setentas lo cual significó un fuerte crecimiento en la expansión de la infraestructura eléctrica. Hoy, el 70% de la población tiene acceso al servicio de electricidad como resultado de grandes inversiones en generación, transmisión y distribución. El consumo por persona se incrementó dramáticamente en doce (12) años de 1.0 a 1.4 megavatios-hora. Para las dos próximas décadas se espera un crecimiento del 2.6% anual. Algunos países como Venezuela normalmente venden excedentes de electricidad a los países de frontera: Colombia y Brasil.

La industria de potencia eléctrica está sufriendo cambios en esta región. El clima económico y las necesidades de los gobiernos de enfocar sus limitados recursos a infraestructura social, han llevado a una disminución de las inversiones en empresas, como las de electricidad, intensivas en capital. Concurrentemente, instituciones internacionales encaran una competencia una severa por sus recursos y están enfocando su énfasis en sectores que no encuentran financiamiento del sector privado. Hay también la percepción generalizada de gran ineficiencia en la producción de electricidad en la región lo cual ha llevado a los gobiernos a la desregulación y privatización de las industrias de potencia eléctrica.

Chile, Argentina y Perú han seguido la orientación del Reino Unido en reestructurar sus empresas incluyendo la separación de negocios: generación, transmisión y distribución. Situación similar siguen Bolivia y Colombia.

9.5 RECURSO HUMANO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Ante un sector que cambia con la ciencia y la tecnología y que se encuentra vinculado en su avance con la preservación de los recursos naturales, de una parte, y que, de otra, empieza a ajustarse a los dictámenes de la internacionalización y de las normas del libre mercado; surge la necesidad de un recurso humano calificado que, conocedor de la tecnología del sector y de sus interrelaciones pueda desempeñarse hábilmente y respaldado por el conocimiento. En ese contexto la universidad asume esa responsabilidad que le es propia y en este caso la UNAB plantea la formación del Ingeniero de Energía que de manera holística pueda desempeñarse en ese escenario transdisciplinario e innovador como lo es el de la energía.

10. INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

10.1 INTRODUCCIÓN

América Latina y el Caribe tienen experiencia de gran transcendencia y significación en materia de integración energética. Para resumir estas experiencias es necesario destacar que aun cuando la región es rica en reservas de petróleo, gas natural, carbón mineral y potenciales hidroeléctricos, es dramáticamente pobre en la capacidad instalada de generación de electricidad y por lo tanto en el respectivo consumo que, como variable explicativa del desarrollo, pone de relieve el significativo atraso de la región frente a los países industrializados y las bajas condiciones de calidad de vida y oportunidades competitivas que ello implica.

También es necesario recalcar que la ubicación geográfica de las reservas de energía primaria en la región no es uniforme, advirtiéndose ciertas ventajas comparativas entre las subregiones. La comunidad Andina es la que presenta en magnitud y ubicación geográfica, la mejor posición relativa en petróleo, gas natural y carbón mineral. El Mercosur predomina en generación de electricidad sobre las demás subregiones con una fuerte incidencia de la hidroelectricidad debido a que el mayor potencial hidráulico se concentra en esa subregión. Centroamérica se destaca en los progresos de las interconexiones eléctricas, las cuales están creando condiciones para la seguridad del suministro subregional. (Tomado de la revista Energética Año 22 No. 3 1998)

10.2 LA INTEGRACIÓN EN EL SUBSECTOR PETROLERO

Durante los últimos 25 años las acciones integradoras de los países de América Latina y el Caribe, en el área petrolera no se limitan sólo al comercio de productos, sino que incluyen acciones concretas en el campo económico político y la asistencia recíproca en caso de incidentes o fenómenos naturales que han impedido el adecuado suministro y comercialización de los derivados del petróleo.

10.3 EL ACUERDO DE SAN JOSÉ

El 3 de Agosto de 1980, los presidentes de México y Venezuela firmaron en San José de Costa Rica, el Programa de Cooperación Energética para los países de Centroamérica y del Caribe con el objeto básico de garantizar el suministro de hidrocarburos a las naciones centroamericanas y caribeñas, aportar recursos crediticios e impulsar los lazos comerciales. El acuerdo se renueva periódicamente y además de garantizar el suministro de petróleo (entre 130.000 y 160.000 barriles diarios), México y Venezuela otorgan créditos para financiar el intercambio comercial de bienes, servicios y proyectos; dependiendo del precio del barril de petróleo el crédito varía entre el 20% y el 25% de la factura.

10.4 EL CARICOM Y LA ASISTENCIA PETROLERA

Firmado en Trinidad Tobago hacia el año 1977 con el fin de establecer un mecanismo de apoyo a los miembros de la Comunidad del Caribe (CARICOM). El programa está orientado a permitir el financiamiento de los aumentos en los productos petroleros, incluyendo asfaltos y abonos, bajo las directrices del Consejo de Asistencia Técnica del Caribe.

10.5 OTRAS ACCIONES DE COOPERACIÓN

Es también importante señalar entre las acciones de cooperación e integración regional la creación del Grupo Informal de Países Latinoamericanos y del Caribe Exportadores de Petróleo (GIPLACEP) con la participación de Colombia, Ecuador, México, Trinidad y Tobago y Venezuela. Otras actividades de cooperación dentro del GIPLACEP se refieren específicamente a: avances en la complementación industrial entre México y Venezuela; al Programa de Cooperación y Asistencia Mutua en casos de accidentes petroleros entre Trinidad Tobago y Venezuela; a las negociaciones realizadas entre Colombia y Venezuela para coordinar políticas comerciales respecto al *fuel oil*; y a la cooperación entre las empresas petroleras de estas naciones para el control de derrames de hidrocarburos.

10.6 LA INTEGRACIÓN ANDINA EN MATERIA PETROLERA.

En Febrero de 1990, los ministros de Bolivia, Colombia, Venezuela, Ecuador y Perú definieron las bases del Programa de Integración Petrolera Subregional Andina. Posteriormente el programa se amplió a todo el sector energético de la subregión conformándose el Comité Andino de Coordinación Energética (CASE) con la secretaría permanente de OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). El objetivo principal del CASE es desarrollar actividades en diferentes áreas a fin de dinamizar la coordinación, complementación e integración energéticas en los países andinos

Son múltiples las áreas en los cuales los países miembros de OLADE han impulsado acciones de cooperación e integración bilateral en materia petrolera. Por ejemplo, la exploración, explotación conjunta y la comercialización de petróleo registran iniciativas de cooperación entre Argentina y Chile, Argentina y Ecuador, Argentina y Uruguay, Colombia y Venezuela, Colombia y Ecuador, Brasil y Argentina, Brasil y Venezuela.

Las emergencias provocadas por fenómenos naturales u otras causas han sido objeto de convenios de asistencia técnica entre Colombia y Venezuela, Trinidad Tobago y Venezuela y entre Ecuador y Colombia.

10.7 LA INTEGRACIÓN DEL SUBSECTOR GASÍFERO.

El gas natural constituye uno de los energéticos con mayor fuerza de integración a nivel subregional. El diseño y construcción de redes de gasoductos subregionales y sus enlaces configuran un macroproyecto de fundamental importancia para el desarrollo de la industria energética en América Latina y el Caribe que contribuirá a racionalizar el balance energético de los países. La modernización en el subsector ha tenido un impacto dinamizador sobre el intercambio de gas natural dentro de la región, que se multiplicará en pocos años.

Actualmente las interconexiones gasíferas en operación o en construcción en la región son las que unen: Argentina - Bolivia, Argentina - Chile, Bolivia - Brasil, México - EEUU, y próximamente Argentina- Uruguay.. Por otra parte existen otros proyectos de gasoductos entre Argentina y Chile y entre Argentina y Brasil con alta probabilidad de realización.

Un nuevo vínculo de integración gasífera entre el Grupo de los Tres y el Mercosur podría darse a través de Venezuela y Brasil, vínculo que se facilitaría a partir de la carta de intención suscrita recientemente entre las empresas estatales Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Petróleo Brasilero (PETROBRAS). Entre estos países existen proyectos de interconexión eléctrica y eventualmente de suministro de gas natural.

En el área del Mercosur y países vecinos, la interconexión gasífera en la Cuenca del Río de la Plata y de Argentina con Chile, posibilitará el desarrollo de un mercado subregional que integre: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, y eventualmente Perú, a través de una importante red de gasoductos. Sin embargo, se estima que, en particular en los potenciales proveedores del Mercosur, se requieran inversiones significativas en exploración y desarrollo para garantizar el suministro a largo plazo. Perú y Venezuela se encuentran entre esos potenciales suministradores.

El Istmo Centroamericano podría beneficiarse por la riqueza de reservas de gas natural de los países que conforman el Grupo de los Tres (México, Colombia y Venezuela)

10.8 INTEGRACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

Las interconexiones eléctricas entre países y subregiones de América Latina y el Caribe, así como el aprovechamiento de recursos hidroeléctricos compartidos se destacan entre los principales componentes de la integración energética de la región.

10.9 LOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS COMPARTIDOS

Los proyectos hidroeléctricos compartidos ya en operación constituyen cerca del 22% de la potencia hidroeléctrica instalada en América Latina y el Caribe. Estos aprovechamientos bilaterales están ubicados en la Cuenca de la Plata y representan 14.490 megavatios: Salto Grande(1.890 MW), Itaipú (12.600 MW) y Yacyretá (3200 MW). En la misma Cuenca existen dos proyectos con estudios en la etapa de diseño final, Garabí (1.800 MW) entre Argentina y Brasil y Corpus (4608 MW) entre Argentina y Paraguay.

En Centroamérica, el aprovechamiento de EL Tigre se encuentra en estudios avanzados que permitiría a El Salvador y Honduras resolver parte de sus problemas energéticos.

10.10 LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

Quizás la forma de integración energética que hace más evidente la decisión de promover la cooperación entre países y subregiones en América Latina y el Caribe son las interconexiones eléctricas. Los principales proyectos en estudio y obras en operación en ésta área son:

- Interconexión eléctrica en el Mercosur.
- El eje costero Atlántico que va desde el Centro Sur Brasileño hasta la región del Comahue en Argentina.
- Interconexión de los sistemas eléctricos argentinos con los chilenos
- Interconexión entre los sistemas boliviano y argentino
- Interconexión de la Comunidad Andina de Naciones (CAN): entre Venezuela y Colombia, ya está en operación la línea de interconexión Sevilla- San Antonio entre Cúcuta y San Antonio. Existen proyectos respecto a las interconexiones de Ecuador con Colombia y Perú
- Los enlaces de cierre en el sur del continente prevén la futura gran interconexión entre los sistemas Centro Sur y Nordeste del Brasil con prolongación a Manaos, lo que permitiría vincular la zona Andina y Atlántica
- Interconexión Centroamericana: Los sistemas eléctricos del istmo central se encuentran interconectados en dos bloques: por una parte Guatemala con El Salvador en el norte y por otra Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá en el sur.

Finalmente los sistemas de potencia de México y Colombia han alcanzado un avanzado nivel de integración nacional encontrándose interconectados los principales subsistemas eléctricos regionales de cada país. Esto posibilita identificar dos polos que permitirían la interconexión entre el Norte y el Sur de América pasando por el Istmo Centroamericano.

La integración eléctrica podría profundizarse en varios sentidos: hacia una operación conjunta del parque generador de los sistemas ya interconectados y hacia una mayor cooperación multilateral entre los países que comparten aprovechamientos sobre una misma cuenca. Sin embargo, no se han explorado aún las posibilidades que ofrece un manejo coordinado de los embalses en cascada, ni los beneficios derivados de la mayor regulación de la cuenca. También podría profundizarse la integración en una mayor coordinación en el uso de los recursos primarios y en la planificación de la extensión de los respectivos sistemas eléctricos nacionales.

Un elemento adicional, pero no menos importante a tomarse en cuenta en los desarrollos hidroeléctricos en operación, es la experiencia que en materia de protección al medio ambiente se ha acumulado en la región durante la realización y estudio de estos aprovechamientos, factor básico en los procesos de integración.

10.11 EL FUTURO DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN

Tanto las experiencias como las perspectivas de integración del sector energético de América Latina y el Caribe guardan mucha significación.

El potencial de reservas energéticas y la capacidad de cooperación económica de la región permiten avizorar especiales posibilidades en este campo. Además cabe destacar que el entorno en que se desenvuelve la actividad política y la decisión manifestada por los dirigentes de la región, hacen propicias las iniciativas de cooperación e integración en los ámbitos multilaterales y bilaterales, como elementos efectivos para coadyuvar al desarrollo integral de los países.

11. LA ENERGÍA EN COLOMBIA

Como se mencionó antes, se estima que entre 1/5 y 1/4 parte del consumo total actual de energía primaria del país corresponde a leña y bagazo. Si se excluye este consumo de leña y bagazo, el petróleo y el gas natural alcanzan las 3/4 partes del consumo y el carbón y la hidroelectricidad ocupan la 1/4 parte restante prácticamente en proporciones similares.

En las siguientes páginas se hablará de los hidrocarburos, de la energía eléctrica y del carbón mineral, señalando que parte de la temática ya fue tratada atrás cuando se habló de cada recurso en particular.

11.1 LOS HIDROCARBUROS

11.1.1. Algunos Aspectos Históricos. La primera referencia formal a la existencia de petróleo en Colombia se remonta al año de 1536 cuando se reporta la presencia de manaderos en el Valle del Magdalena cerca de la que es hoy ciudad de Barrancabermeja. Veamos parte del texto del relato que trae Miguel Angel Santiago *"El 12 de octubre de 1536, Diego Hernández de Gallegos es el primero en avistar aquel caserío de Latora plantado sobre unos barrancos de color rojizo. Los aborígenes lo abandonaron para acechar desde la oscuridad y Jiménez de Quesada, que buscaba afanosamente aquel refugio para sus hombres, lo bautizó con el nombre de Barrancas Bermejas. Cuenta el famoso cronista Gonzalo Fernández de Oviedo y Valdés que en Santo Domingo, cinco años después, tuvo la oportunidad de escuchar a los capitanes Juan de Junco y Gómez del Corral, compañeros de Quesada, quienes le describieron que "una jornada adelante del pueblo de Latora (donde van a desembarcar los bergantines) hay una fuente de betún que es un pozo que hierve y corre fuera de la tierra, y está (situada) entrando por la mañana (bosque) al pie de la sierra, y es gran cantidad y espeso licor. Y los indios tráenlo a sus casas y úntanse con este betún porque le hallan bueno para quitar el cansancio y fortalecer las piernas, y de ese licor negro*

y de olor de pez y peor, sírvense de ellos los cristianos para brear sus bergantines". A ese lugar, en la confluencia de los ríos La Colorada y Oponcito, le llamaron los españoles Infantas en recordación de las infantas del Rey de España, recién nacidas".[26]

Aunque a Jorge Isaac le fue otorgada una concesión al final del siglo XIX, el verdadero comienzo de la industria sólo se establece en el año 1905 con el otorgamiento de una concesión a Roberto de Mares alrededor de los manaderos antes citados denominados La Cira e Infantas en la Cuenca del Magdalena Medio cerca de Barrancabermeja. En honor a la historia es preciso señalar que el verdadero descubridor e iniciador del proceso exploratorio fue el Coronel José Joaquín Bohórquez pero Roberto De Mares lo vislumbró con el hecho de que el general Rafael Reyes, Presidente de la República era padrino suyo y con él se hacía más fácil obtener la concesión oficial (la que efectivamente obtuvo excluyendo a José Joaquín Bohórquez). Debido a la demora en la iniciación en los trabajos exploratorios, la concesión le fue cancelada en 1909, y luego reotorgada en 1915. De Mares interesó a algunos americanos que crearon la Tropical Oil Company en 1916 y tomaron la concesión.

La Tropical Oil Company empezó los trabajos del pozo Infantas-1 en junio de 1916, pero el pozo descubridor fue el Infantas-2 que se completó en abril de 1918 y fluyó inicialmente con 42 barriles . En 1919 la Tropical Oil fue vendida a la International Petroleum (Colombia) Ltda., una subsidiaria de la Imperial Oil of Canada, a su vez una subsidiaria de la Standard Oil of New Jersey antigua Esso hoy denominada Exxon. Así con la primera concesión, otorgada a un particular nacional quien la negocia con unos extranjeros nace la industria en Colombia; esta concesión luego revierte a la Nación el 25 de agosto de 1951 y es la base para la operación de la Empresa Colombiana de Petróleos.

La perforación de desarrollo del campo empezó en 1921. La Tropical Oil construyó una pequeña refinería en Barrancabermeja en 1922 y en 1926 se completa la construcción de un oleoducto desde los campos productores de la Cira e Infantas hasta Mamonal (cerca de Cartagena) para exportar los volúmenes excedentes del petróleo crudo producido. Infantas, que había sido un campo gigante de alrededor de 250 millones de barriles de reservas recuperables, fue sobrepasado por el campo de la Cira (descubierto en 1926) en el monto de reservas pues las de éste duplicaban las de aquel.

Estos dos descubrimientos atrajeron a otras compañías exploradoras: ya a finales de 1919 había 40 compañías en pro de concesiones. En la década de los años 20 aparecen en Colombia compañías multinacionales, entre las cuales estaban la Anglo-Iranian (hoy día B.P.), la Gulf Oil, Socony-Vacuum (Mobil), la Richmond (luego Chevron), Shell, Texas Petroleum Compañy (Texaco) y por supuesto, la Esso. La actividad exploratoria de estas compañías aumentaron las reservas descubiertas en el Valle del Magdalena Medio y en la del Catatumbo en el Norte de Santander.

A finales de los cincuentas y comienzos de los sesentas Texas y Gulf exploran en el Putumayo y descubren en 1963 el campo de Orito con cerca de 200 millones de barriles de reserva, reservas que se sacan principalmente para el mercado de exportación mediante el oleoducto Orito-Tumaco.

[26] *SANTIAGO REYES, Miguel Angel. "Crónica de la Concesión de Mares" Empresa Colombiana de Petróleos. Editorial Presencia Ltda. Bogotá 1986*

En la década de los cincuentas la Esso decide construir otra refinería en Mamonal que hoy opera como la segunda del país, la cual fue vendida a Ecopetrol en 1974 quedando la empresa estatal con el dominio de la actividad refinadora en el país. La historia de la refinación de petróleo en Colombia se remonta al año de 1905 cuando el gobierno del general Rafael Reyes le confirió al General Virgilio Barco el permiso de Concesión en el Catatumbo y la autorización para construir en Cúcuta los equipos "destinados a la verificación del petróleo". También en 1905 Don Higinio Bunch refinaba en su hacienda Guaicáramo en las llanuras del Meta y vendía su producto en Bogotá. En 1908 se construyó en Mamonal la Cartagena Oil Refining Co.

En 1969 la ley 20 reafirma la propiedad del Estado de todos los recursos minerales no renovables y confirma el rol de Ecopetrol en la actividad exploratoria.

En 1974 se termina legalmente el régimen de concesión para nuevos contratos de exploración-producción, y se reafirma el contrato de Asociación que en la práctica había nacido en 1969. El contrato de Asociación, con algunas modificaciones introducidas para reconocer aspectos económicos, es el vigente hoy en día al cual haremos mención más adelante para señalar los cambios de 1999.

Una de las concesiones otorgadas a la Texas Petroleum fue en la Guajira que descubrió las reservas de gas natural tanto en el área continental (onshore) de Ballena y Riohacha, como en la plataforma costa afuera(offshore) de Chuchupa, descubrimiento que marcó el gran cambio en el aprovechamiento del gas natural en el país. En 1974 este contrato de concesión se cambió, por voluntad de las partes, a la modalidad de Contrato de Asociación para facilitar económicamente su explotación.

En la década de los setentas ya se observa la caída de las reservas. Esta y la baja relación R/P de petróleo llevan en 1975 a importar crudo durante una década, período denominado "la década negra" de la industria nacional del petróleo. El afán hace incrementar la actividad exploratoria y de producción incremental fundamentadas en medidas audaces en política petrolera. El país sale de su pesadilla de importador gracias principalmente al descubrimiento y puesta en producción del gigante Caño Limón descubierto a comienzos de la década de los ochentas en la cuenca de los Llanos.

Recuperada la autosuficiencia petrolera y con excedentes exportables el país parece olvidarse de la absoluta necesidad de mantener una continua y agresiva actividad exploratoria y efectúa cambios en el contrato de Asociación a finales de la década de los ochentas y en la legislación tributaria en la primera parte de la década de los noventas, cuyas consecuencias negativas se observan ahora, incrementadas particularmente por la caída de los precios del petróleo en el mercado internacional en 1998, lo cual dispara el efecto negativo con el ambiente de inseguridad que vive el país y en particular los ataques a la infraestructura petrolera.

Afortunadamente (palabra que no debe usarse en el manejo empresarial y en la política de contratación) el país descubre en esta década otro gigante en el Piedemonte Llanero: Cusiana y Cupiagua y extiende su horizonte de autosuficiencia.

El dilema actual es o se incrementa activamente la actividad exploratoria y se mejora el recobro en los campos existentes o el país volverá a ser importador a mediados de la próxima década.

En los siguientes cuadros se muestra:

- La distribución Nacional de crudo según su origen (concesión, directa de Ecopetrol, de la participación de Ecopetrol en los contratos de asociación, del privado) desde 1921 hasta 1998.
- Prospección sísmica 1978-1998 donde se observa el dramático descenso de la actividad en los últimos años.
- Las actividades en Asociación desde 1977 donde se aprecia el monto de las inversiones requeridas en esta actividad tanto en la etapa exploratoria como en la de desarrollo.
- Una muestra de los Precios Internacionales de crudo tanto de los marcadores WTI y el Arabian Light como los colombianos de exportación. Obsérvese el gran descenso de los precios en 1998.
- Un resumen de la situación y de la actividad en el país en 1998 (algunas cifras colombianas).
- La Balanza comercial de Ecopetrol 1978-1998 .

Estas cifras son suficientemente elocuentes en sí mismas; los comentarios a ellas resultan redundantes.

Cuadro 29. Producción Nacional De Crudo. Miles De Barriles Diarios

AÑO	ECOPETROL DIRECTA	PART. ECOPETROL	ASOCIACIÓN	CONCESIÓN	TOTAL PRIVADA	TOTAL PAÍS
1920	0	0	0	0	0	0
1921	0	0	0	0	0	0.2
1922	0	0	0	1	1	0.9
1923	0	0	0	1	1	1.2
1924	0	0	0	1	1	1.2
1925	0	0	0	3	3	2.8
1926	0	0	0	18	18	17.6
1927	0	0	0	41	41	41.1
1928	0	0	0	54	54	54.4
1929	0	0	0	56	56	55.9
1930	0	0	0	56	56	55.8
1931	0	0	0	50	50	50
1932	0	0	0	45	45	44.8
1933	0	0	0	36	36	36.1
1934	0	0	0	48	48	47.5
1935	0	0	0	48	48	48.2
1936	0	0	0	51	51	51.3
1937	0	0	0	56	56	56.4
1938	0	0	0	59	59	59.1
1939	0	0	0	65	65	65.4
1940	0	0	0	70	70	69.9
1941	0	0	0	67	67	67.3
1942	0	0	0	29	29	28.7
1943	0	0	0	36	36	36.3
1944	0	0	0	61	61	60.9
1945	0	0	0	62	62	61.5
1946	0	0	0	61	61	60.6
1947	0	0	0	68	68	67.9
1948	0	0	0	66	66	65.5
1949	0	0	0	81	81	81.4
1950	0	0	0	93	93	93.3
1951	38	0	0	66	66	103.6
1952	35	0	0	69	69	103.5
1953	35	0	0	72	72	106.9
1954	32	0	0	77	77	109.1
1955	31	0	0	76	76	107
1956	29	0	0	94	94	122.8
1957	28	0	0	96	96	124.8
1958	27	0	0	101	101	128.5

AÑO	ECOPETROL DIRECTA	PART. ECOPETROL	ASOCIACIÓN	CONCESIÓN	TOTAL PRIVADA	TOTAL PAÍS
1959	27	0	0	120	120	147.1
1960	28	0	0	128	128	155.2
1961	28	0	0	117	117	145.3
1962	29	12	8	96	104	144.5
1963	26	10	6	123	129	164.8
1964	28	9	6	126	131	167.9
1965	28	7	5	162	167	202.1
1966	27	7	4	159	164	197.4
1967	29	6	4	152	156	191.2
1968	29	5	4	124	128	161.5
1969	26	5	4	175	179	210.2
1970	26	4	3	185	188	218.3
1971	26	4	2	182	184	214.4
1972	27	11	8	151	158	196.5
1973	27	15	10	131	141	183.2
1974	43	21	14	89	103	166.8
1975	43	18	12	82	94	155.5
1976	54	11	7	74	81	144.7
1977	49	10	7	71	78	136.5
1978	47	10	6	66	73	129.7
1979	50	3	2	68	70	123.4
1980	70	4	3	47	50	124.6
1981	69	6	4	56	60	133.8
1982	68	7	8	59	67	141.7
1983	69	10	11	63	73	152.1
1984	70	16	16	66	81	167
1985	69	22	19	67	86	176.5
1986	73	96	67	66	133	302.1
1987	80	144	100	62	162	385.3
1988	81	139	96	60	155	374.8
1989	83	156	107	59	165	404.4
1990	88	175	119	57	177	439.5
1991	84	172	116	54	170	425.6
1992	91	181	121	45	166	438.4
1993	94	194	130	36	165	453.3
1994	96	197	131	30	162	454.0
1995	113	276	184	12	196	585
1996	115	283	190	15	203	653
1997	120	310	207	16	223	654
1998	116	373	249	16	265	754

Fuente: Ecopetrol

Cuadro 30. Prospección Sísmica 1978-1998 (km de Perfil)

AÑOS	ECOPETROL		ASOCIACIÓN		TOTAL	
	TERRESTRE	MARINA	TERRESTRE	MARINA	TERRESTRE	MARINA
1978	3482		5796		9278	
1979	746	5599	5578	1974	6324	7573
1980	1861		4924		6785	
1981	2710		8063		10773	
1982	1689		5007		6696	
1983	1093	16077	2439		19609	16077
1984	924	2352	4170	2470	6522	4822
1985	2016		11373		13389	
1986	740		8676		9416	
1987	3125		4632		7757	
1988	5191		6765		11956	
1989	4727		5336	1549	10063	1549
1990	4528		5066		9594	
1991	4515		3176		7691	
1992	3803		5888		9691	
1993	1990		3002	2043	4992	2043
1994	1179		1032		2211	
1995	626		1554		2180	
1996	621		1527		2148	
1997	(*) 784		1939		2723	
1998	825		1251		2076	

Fuente: Vicepresidencia de Exploración y Producción – ECOPETROL
(*): 88 Km. Como prueba de sísmica 3D. Proyecto Neiva.

Cuadro 31. Actividades En Asociación. 100 % de la inversión

		Inversiones MUS$					
AÑO	No. POZOS	* SÍSMICA 2D KM	PERFORACIÓN EXPLORATORIA	EXPLORAC. SUPERFICIE	TOTAL EXPLORACIÓN	INVERSIÓN EN DESARROLLO	GRAN TOTAL
1977	9	6,763	14.40	9.70	24.10	18.60	42.70
1978	13	5,796	41.00	12.00	53.00	26.86	79.86
1979	16	7,552	92.00	18.40	110.40	32.67	143.07
1980	31	4,924	139.40	17.30	156.70	17.50	174.20
1981	44	8,108	176.40	51.50	227.90	37.16	265.06
1982	61	5,007	200.50	39.10	239.60	69.81	309.41
1983	30	2,440	85.90	11.70	97.60	91.67	189.27
1984	33	6,640	68.00	34.00	102.00	77.43	179.43
1985	52	11,218	146.00	59.70	205.70	586.04	791.74
1986	36	7,981	53.02	54.65	107.67	621.20	728.87
1987	48	4,199	80.46	30.38	110.84	90.99	201.83
1988	61	6,765	104.06	50.00	154.06	112.78	266.84
1989	58	6,863	102.20	40.30	142.50	129.46	271.96
1990	58	5,066	107.73	36.49	144.22	121.81	266.03
1991	44	3,067	112.89	31.83	144.72	136.22	280.94
1992	36	5,694	267.63	68.73	336.36	118.06	454.42
1993	31	5,029	252.26	53.03	305.29	360.92	666.21
1994	26	1,032	166.60	18.20	184.80	521.00	705.80
1995	13	1,554	214.40	56.10	270.50	750.84	1,021.34
1996	21	1527	172.00	63.50	235.50	1,134.26	1,369.76
1997	28	1731	264.38	70.53	334.91	1,182.90	1,517.81
1998	47	1499	269.04	53.33	322.37	963.12	1,285.49

* Sísmica 2D (Terreste y Marina)
Fuente: Vicepresidencia de Exploración y Producción.

Cuadro 32. Precios Internacionales Del Crudo. USD/BL

CRUDO	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998*	VAR. 98/97 %
U.S.A WTI	24.46	21.5	20.56	17.44	17.19	18.44	22.12	20.61	12.78	-37.99
ARABIAN LIGHT	21.48	17.78	17.22	15.27	14.27	15.82	19.33	18.71	11.39	-39.12
CAÑO LIMÓN COLOMBIA	22.18	18.65	17.86	16.07	14.98	16.76	20.41	18.31	11.92	-34.90
CUSIANA - COLOMBIA						17.60	22.05	19.08	12.91	-32.34
ORITO - COLOMBIA	21.09	18.53	17.54	16.45	15.21	16.49	19.63	17.55	11.13	-36.58
VASCONIA – COLOMBIA				15.07		16.73	20.78	17.27	10.42	-39.66

FUENTE: Platt´s Crude Oil Marketwire Precios Promedio a Dic/98
http://www.mees.com/dotcom/Precios promedio a 1998

Cuadro 33. Algunas Cifras Colombianas

1- AREA DE OPERACIÓN	**1998**	
TOTAL PAÍS	45,412	kHa
ECOPETROL	1,980	kHa
ASOCIACIÓN (Contratos vigentes)	18,005	kHa
CONCESION	25,427	kHa
ÁREAS EN LICITACIÓN	0	kHa
ÁREAS LIBRES	83,661	kHa
2- ÁREA Y NÚMERO DE CONTRATOS VIGENTES		
NÚMERO DE CONTRATOS VIGENTES	111	
ASOCIACIÓN	16,940	kha
PARTICIPACIÓN DE RIESGO	76,433	kHa
ESPECIALES	17.419	kHa
RIESGO COMPARTIDO	120.092	
NÚMERO DE CONTRATOS SUSCRITOS (1)	14	
3- EXPLORACIÓN		
3.1 REGISTRO SÍSMICO		
Total País (2D)	2,076	km de perfil
ECOPETROL	825	km de perfil
ASOCIACIÓN	1,251	km de perfil
ASOCIACIÓN (3D)	125.6	km de perfil
3.2 PERFORACIÓN		
PROFUNDIDAD DE POZOS PERFORADOS		
Total País	43	kpies
Ecopetrol	25	kpies
Asociación	18	kpies

(1) Incluye dos contrato de Riesgo Compartido (Troyano, Tocoragua)

4- EXPLOTACIÓN		
4.1 RESERVAS INICIALES (1 enero/97)		
CRUDO		
Total País	2,577	MB
Ecopetrol Directa	1.759	MB
Asociación	794	MB
Concesión	24	MB
GAS		
Total País	6,938	GPC
Ecopetrol Directa	4.239	GPC
Asociación	2,698	GPC
Concesión	0	GPC
4.2 RESERVAS REMANENTES (31 diciembre /97)		
CRUDO		
Total País	2,478	Mbbl
Ecopetrol Directa	538	Mbbl
Asociación	1.909	Mbbl
Concesión	30.8	Mbbl
GAS		
Total País	6,764	GPC
Ecopetrol Directa	193	GPC
Asociación	6,571	GPC
Concesión	0	GPC
4.3 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS		
CRUDO		
Total País	754.5	kB/D
De Ecopetrol	115.9	kB/D
De Asociación	622	kB/D
Concesión	16.4	kB/D
GAS COMERCIAL	**613**	**MPcD**
4.4 DESARROLLO		
PROFUNDIDAD Y NÚMERO DE POZOS DE DESARROLLO		
Total País	65	
Ecopetrol (Incluye SURIA-5 en perforación desde 1995)	0	
Asociación	65	
PIES PERFORADOS		
Total País	512.7	Pies
Ecopetrol	0	Pies
Asociación	512.7	Pies
5- REFINACIÓN		
5.1 CARGAS DE CRUDO A LAS REFINERÍAS	280.4	kB/D
CIB – COMPLEJO DE BARRANCABERMEJA	200	kB/D
CARTAGENA	74.9	kB/D
ORITO/TIBU/APIAY	5	kB/D
5.2 PRODUCCIÓN DE DERIVADOS		
GASOLINAS	106.9	kB/D
OTROS	155.5	kB/D
TOTAL	**262.4**	**KB/D**

Fuente: ECOPETROL

Cuadro 34. Balanza Comercial de ECOPETROL . MUS$

AÑO	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	BALANZA
1978	154.28	246.29	-92.01
1979	202.22	565.94	-363.72
1980	309.19	701.13	-391.94
1981	336.62	685.43	-348.81
1982	349.32	664.39	-315.07
1983	438.68	624.05	-185.37
1984	487.97	443.36	44.61
1985	453.60	456.47	-2.87
1986	461.81	126.28	335.52
1987	905.44	99.49	805.95
1988	695.08	155.73	539.35
1989	957.67	210.23	747.44
1990	1,360.88	298.70	1,062.18
1991	1,002.26	254.78	747.47
1992	863.09	307.46	555.63
1993	756.35	283.75	472.59
1994	684.27	270.60	413.67
1995	1,206.71	268.48	938.23
1996	1,600.50	267.48	1,333.02
1997	1,511.70	316.57	1,195.13
1998	1,284.15	208.39	1,075.76

Fuente: Ecopetrol. Gerencia de Comercio Internacional

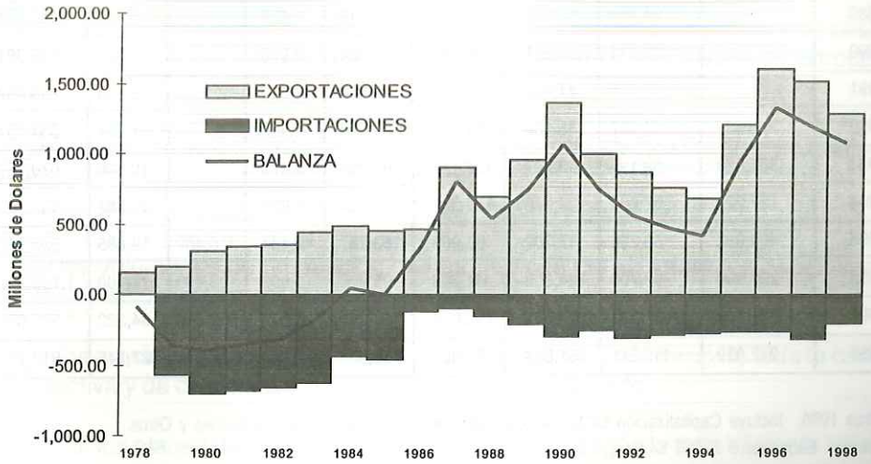


Figura 13. Balanza Comercial de ECOPETROL . MUS$

11.1.2 Los Cambios 1999 en la Política de Contratación. Como se mencionó antes, se requiere un cambio en el ambiente comercial que motive al inversionista privado a participar activamente en la inversión de riesgo exploratorio con capital, tecnología y capacidad de gestión. Ambiente que tiene componentes en la rentabilidad esperada, en el clima de seguridad, en la tramitación burocrática, en el soporte de los recursos y talento nacionales y por supuesto la base insustituíble de una geología favorable. Todo parece indicar que la naturaleza ya aportó lo requerido en las 18 cuencas sedimentarias con que cuenta el país: la historia lo demuestra y los estudios actuales lo manifiestan; falta la comprobación de los estudios y perforación adicionales.

Ahora se debe agregar el componente nacional del marco regulatorio pues el exógeno de los precios depende del complejo mundo de la oferta y la demanda mundial. El país tiene que mostrarse competitivo ante otras naciones para atraer el capital de riesgo. El país sólo no puede llevar a cabo esta actividad: veamos el monto de las inversiones hechas por Ecopetrol desde 1982 destacando que un monto de US$1000 millones corresponde a un poco más del 1% del P.I.B. nacional de 1998.

Cuadro 35 Inversiones de Ecopetrol por áreas para 1998.
Millones de Pesos Corrientes

AÑOS	CUSIANA CUPIAGUA	OPERACIÓN ASOCIADA	EXPLOR. Y PROD.	REFINA CION	TRANS PORTE	INVEST. ICP	GAS NAT	OTROS	TOTAL
1982		2,041	8,656	3,918	6,815			92	21,522
1983		3,805	8,131	3,311	6,813			224	22,284
1984		4,842	13,327	3,064	7,248			142	28,623
1985		65,611	22,484	3,366	13,495			1,217	106,173
1986		53,634	29,112	6,261	16,391	115		1,011	106,524
1987		18,154	24,176	9,861	17,688	167		1,327	71,373
1988		16,707	57,033	13,998	45,409	1,065		3,608	137,820
1989		24,759	57,874	22,165	33,518	2,632		2,606	143,554
1990		39,371	46,661	30,986	20,624	2,819		1,930	142,391
1991		47,334	41,813	40,483	15,363	2,310		3,155	150,458
1992		44,867	58,136	54,550	100,924	5,110		71,304	334,891
1993	331,823	59,195	43,247	139,177	80,204	5,876		10,646	670,167
1994	127,224	37,665	24,273	121,365	127,224	4,264		14,987	457,002
1995	499,033	63,296	47,702	88,065	163,287	2,131	110,462	19,885	993,860
1996	290,600	93,700	124,300	111,300	95,900	3,500	103,400	377,100	1,199,800
1997	801,160	115,231	94,578	199,037	140,904	6,979	60,480	84,322	1,502,691
1998	272,350	118,241	151,603	153,021	158,504	7,134	24,410	27,446	912,709

Otros 1996: Incluye Capitalización OCENSA, Cánones de Leasing, Fondo de Pensiones y Otros.
Fuente: Ecopetrol.

El gobierno impulsa y promueve la inversión extranjera apoyándose en los siguientes principios legales generales aplicados en Colombia.

- IGUALDAD: La inversión extranjera tiene igual tratamiento que la inversión nacional y se prohiben los tratamientos o condiciones discriminatorios.
- UNIVERSALIDAD: Se acepta la inversión extranjera en todos los sectores de la economía excepto en defensa y seguridad nacionales, y en el procesamiento, disposición y descarga de material tóxico, peligroso o perjudicial, o desechos radioactivos no producidos en Colombia.
- AUTOMATICIDAD: El inversionista extranjero no necesita permiso o procedimiento previo para invertir en Colombia, excepto en muy pocos casos. Existen sin embargo ciertas normas en lo referente al derecho de giro en el sector de los hidrocarburos.

Las modificaciones al sistema de contratación recientemente introducidas equivalen en importancia a las aprobadas en 1974 en una reglamentación que le dio un vuelco al sector (no sólo en la forma de contratar, sino en precios, régimen cambiario y disposición del recurso energético).

Veamos primero el "nuevo ministerio " de Minas y Energía . La reestructuración del Ministerio de Minas y Energía, según DECRETO 1141 de 1999, dedica el CAPÍTULO IV a especificar 31 funciones del jefe de esta cartera. En lo relacionado con el sector hidrocarburos, entre las principales se encuentran las siguientes: (las cuales, en su mayoría estaban en la reglamentación anterior).

- Formular la política nacional en esta materia
- Aprobar los contratos que celebren las entidades descentralizadas adscritas o vinculadas al ministerio, cuyo objetivo sea la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad del Estado.
- Autorizar en forma global los proyectos de inversión de capitales extranjeros destinados a la exploración, explotación, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos.
- Fijar los precios de exportación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios.
- Fijar los precios de hidrocarburos para liquidación de regalías.
- Fijar los volúmenes de producción de petróleo que los explotadores deben vender para refinación interna, así como su precio.
- Fijar los precios de los productos derivados del petróleo a lo largo de toda la cadena productiva y de distribución, con excepción del gas licuado.
- Aprobar los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de conservación de yacimientos.

El capítulo tiene un parágrafo que le permite al ministerio delegar sus funciones en las distintas dependencias del ministerio o en sus entidades descentralizadas o territoriales cuando "para su adecuado desempeño se requiere de los recursos físicos y humanos de tales entidades o autoridades".

A la dirección de hidrocarburos, el decreto le encomienda, entre otras funciones:

- Asistir al ministro en la formulación de las políticas del subsector de hidrocarburos.
- Velar por la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos, sin perjuicio de las facultades en esta materia otorgadas a entidades descentralizadas o vinculadas al ministerio.
- Tomar las medidas económicas y técnicas indispensables para la conservación de los yacimientos estatales o particulares.
- Calificar las licencias semestrales e individuales para la importación de bienes de capital y elementos destinados a la refinación, transporte y distribución de hidrocarburos.
- Estudiar y conceptuar sobre solicitudes de derechos de importación de equipos de perforación de oleoductos, gasoductos y refinerías, y supervisar las especificaciones y destinación de los materiales importados.
- Estudiar y conceptuar técnicamente sobre los proyectos de inversión de capitales extranjeros destinados a la exploración, explotación, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos.
- Coordinar las consultas previas que deben adelantarse con los grupos étnicos cuando los proyectos deban desarrollarse en áreas de comunidades negras e indígenas.

En la Política de Contratación Petrolera. En esencia los cambios en la política de contratación petrolera son los adoptados por el gobierno nacional y el Congreso de la República a) en relación con la amortización de los costos intangibles (Art. 41 de la Ley 488 del 24 de diciembre de 1998) al reducir su período de la vida del campo a 5 años; b) la modificación de las regalías de los hidrocarburos para los nuevos descubrimientos (Art. 73 de la Ley 508 del 29 de julio de 1999 que se cita más adelante) al reducir el monto de las regalías del 20% a un 5% escalable; c) a la agilización de los trámites ambientales (Decreto 788 de 1999); d) la modificación del artículo 58 de la Constitución nacional sobre expropiación por vía administrativa (más cosmética que de peligro real); y e) las modificaciones al modelo de contratación en asociación aprobadas por la Junta Directiva de Ecopetrol en su sesión del 2 de julio de 1999.

La modificación de las regalías se muestra en el Artículo 73 de la ley 508 de 1999:

"ARTÍCULO 73. Monto de las Regalías. El artículo 16 de la Ley 141 de 1994 quedará así:

Artículo 16. Establécese como regalía por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad nacional, sobre el valor de la producción en boca o borde de mina o

pozo, según corresponda, el porcentaje que resulte de aplicar los siguientes porcentajes:

Carbón (explotación mayor de 3 millones de toneladas anuales)	10%
Carbón (explotación menor de 3 millones de toneladas anuales)	5%
Níquel	12%
Hierro y Cobre	5%
Oro y Plata	4%
Oro de aluvión en contratos de concesión	6%
Platino	5%
Sal	12%
Calizas, yesos, arcillas y gravas	1%
Minerales radioactivos	10%
Minerales metálicos	5%
Minerales no metálicos	3%

Establécese como regalía por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, sobre el valor de la producción en boca de pozo, el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala:

Producción diaria promedio mes	*Porcentaje*
Para una producción menor o igual a 5 KBPD	5%
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior a 125 KBPD	X%
Donde X = 5 + (Producción KBPD - 5 KBPD) * (0.125)	
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior a 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD y menor a 600 KBPD	Y%
Donde Y=20 + (Producción KBPD - 400 KBPD) * (0.025)	
Para una producción igual o superior a 600 KBPD	25%

PARÁGRAFO 1. Para todos los efectos, se entiende por «Producción KBPD» la producción diaria promedio mes de un campo expresada en miles de barriles por día. Para el cálculo de las regalías aplicables a la explotación de hidrocarburos gaseosos, se aplicará la siguiente equivalencia: 1 barril de petróleo equivale a 5.700 pies cúbicos de gas.

PARÁGRAFO 2. La presente norma se aplicará para todos los eventos considerados como descubrimientos de hidrocarburos de conformidad con el artículo 2º de la Ley 97 de 1993 o las normas que la complementen, sustituyan o deroguen, que sean realizados con posterioridad a la fecha de promulgación de la presente Ley.

PARÁGRAFO 3. Del porcentaje por regalías y compensaciones pactadas en el contrato vigente para la explotación del níquel en las minas de níquel en Cerromatoso, municipio de Montelibano, se aplicara el primer cuatro por ciento (4%) a regalías y el cuatro por ciento (4%) restante a compensaciones. Para los contratos futuros o prórrogas del contrato vigente, si las hubiere, se aplicará el porcentaje de regalías establecido en este artículo y se distribuirá de la siguiente manera: el siete por ciento (7%) a título de regalías y el cinco por ciento (5%) restante, a compensaciones.

PARÁGRAFO 4. En el contrato de asociación entre Carbocol e Intercor, la regalía legal será de un quince por ciento (15%) a cargo del asociado particular conforme a lo estipulado en dicho contrato la cual se distribuirá según lo establecido en el artículo 32 de la Ley 141 de 1994. Carbocol únicamente continuará pagando el impuesto a la producción de carbón el cual será distribuido en un veinticinco por ciento (25%) para el departamento productor, en un veinticinco por ciento (25%) para el municipio productor, en un veinticinco por ciento (25%) para la Corporación Autónoma Regional en cuyo territorio se efectúen las explotaciones y en un veinticinco por ciento (25%) para el CORPES regional o la entidad que lo sustituya, en cuyo territorio se adelanten las explotaciones. En el evento de que Carbocol o la entidad pública del sector minero a la que por decisión del Gobierno se transfiera su aporte minero, enajene sus derechos en el contrato de asociación a un particular, quien los adquiera deberá pagar por lo menos la regalía prevista para las explotaciones de más de tres (3) millones de toneladas. Para efecto de la enajenación de los derechos de Carbocol, la Nación podrá asumir la deuda a cargo de Carbocol.

PARÁGRAFO 5. El impuesto estipulado en los contratos o licencias vigentes para la explotación de carbón será sustituido por una regalía cuyo monto equivaldrá al de dicho tributo, a cargo del contratista, concesionario o explotador.

PARÁGRAFO 6. Un porcentaje (%) de los ingresos que reciba la Nación por las explotaciones de hidrocarburos de propiedad privada en los términos establecidos en la Ley 20 de 1969 y la Ley 97 de 1993 será cedido a los respectivos departamentos y municipios productores de modo tal que reciban el equivalente a lo que deberían recibir como regalías de haber sido estos yacimientos de propiedad estatal.

PARÁGRAFO 7. Para efectos de liquidar las Regalías por la explotación de minas de sal se tomará el precio de realización del producto, neto de fletes y costos de procedimiento. Se tomará por precio de realización, el precio de venta de la Concesión Salinas o de la empresa que haga sus veces.

PARÁGRAFO 8. El artículo 50 de la Ley 141 de 1994 - Límites a las participaciones en las regalías y compensaciones provenientes de la explotación de hidrocarburos a favor de los municipios productores quedará así:

«Artículo 50. Límites a las participaciones en las regalías y compensaciones provenientes de la explotación de hidrocarburos a favor de los municipios productores. A las participaciones en las regalías y compensaciones provenientes de explotación de hidrocarburos a favor de los municipios productores, sin perjuicio de lo establecido en el parágrafo 2º del artículo 14 y en el artículo 31 de la Ley 141 de 1994, se aplicará el siguiente escalonamiento:

Promedio mensual Barriles/día	Participación sobre un porcentaje de los municipios
Para los primeros 200.000 barriles	100%
más de 200.000 barriles	10%

PARÁGRAFO 1. Para la aplicación de los artículos 5º, 49º y 50º el barril de petróleo equivale a 5700 pies cúbicos de gas.

PARÁGRAFO 2. Cuando la producción sea superior a los doscientos mil (200.000) barriles promedio mensual diario del excedente de regalías y compensaciones que resulte de la aplicación de este artículo se distribuirá así: cuarenta por ciento (40%) para el Fondo Nacional de Regalías y sesenta por ciento (60%) para ser utilizado según lo establecido en el artículo 55 de la Ley 141 de 1994.

PARÁGRAFO 3. Los escalonamientos a que se refiere el presente artículo no se aplicarán a aquellos contratos cuyos campos fueron declarados comerciales antes de la entrada en vigencia de la Constitución Política de 1991".

Modificaciones al modelo de Contratación en Asociación

1. Participación de Ecopetrol . Para los nuevos contratos de Asociación, la participación de Ecopetrol en los campos comerciales descubiertos será del 30% en lugar del 50% actual, lo que significa que Ecopetrol asumirá el 30% de las inversiones y obtendrá un porcentaje inicial igual al 30% de la producción de hidrocarburos, después de deducido el porcentaje correspondiente a las regalías, hasta cuando se cumplan las condiciones (si se alcanzan) para que el Factor R entre a operar.

2. Factor R . Presenta dos modificaciones con respecto al esquema anterior. En primer lugar su cálculo se hace ahora en dólares constantes indexando ingresos y egresos con la inflación internacional promedio de los países industrializados. En segundo lugar, se amplió en cinco décimas el límite de iniciación del Factor R.

Con base en estas dos modificaciones, la distribución de producción después de regalías, proveniente de descubrimientos que se realicen en los nuevos contratos de asociación será de la siguiente manera (después de alcanzar una producción acumulada de 60 MBLS de petróleo crudo ó 420 GPC de gas):

Campos comerciales de Hidrocarburos Líquidos

Cuadro 36. Porcentaje de Producción (después de regalías)

FACTOR «R»	COMPAÑÍAASOCIADA	ECOPETROL
Menor a 1,5	70%	30%
De 1,5 hasta 2,5	70%/ (R-0,5)	100% - [70% / (R-0,5)]
Mayor a 2,5	35%	65%

Campos comerciales de Hidrocarburos Gaseosos

Cuadro 37. Porcentaje de Producción (después de regalías)

FACTOR «R»	COMPAÑÍAASOCIADA	ECOPETROL
Menor a 2,0	70%	30%
De 2,0 hasta 3,0	70% / (R-1)	100% - [70% / (R-1)]
Mayor a 3,0	35%	65%

Las modificaciones contractuales serán aplicadas a los nuevos contratos que se suscriban, en las áreas que se encuentran disponibles para ser contratadas de acuerdo con el mapa de tierras.

Como lo dice Ecopetrol, con las medidas adoptadas se compensa el riesgo inherente a las actividades de exploración de hidrocarburos mejorando las condiciones económicas de los proyectos petroleros e incrementando su rentabilidad en forma importante. El sistema no brindaba el cubrimiento de riesgo apropiado para una activa decisión de inversión principalmente para campos de menos de 60 millones de barriles de reserva. Con un precio del petróleo de US$13/barril la rentabilidad del inversionista subirá unos 10 puntos más de los cuales se estima que el factor de amortización aportará 1.8 puntos porcentuales, el cambio en el régimen de regalías 6.6 puntos porcentuales y la nueva propuesta contractual 2.8 puntos porcentuales para una rentabilidad estimada en el nuevo esquema del 28.6%. Estos cambios disminuyen el denominado "State Take" de algo más del 80% anterior, a un poco más del 60% en el nuevo esquema, haciendo más competitivo al país.

El expresidente Alfonso López M., en cuyo gobierno se estructuraron los grandes cambios a la política petrolera nacional en 1974 cuando el país estaba ad portas de volverse importador de petróleo, en su columna periodística del periódico El Tiempo del domingo 15 de agosto de 1999 escribió:

LOS PRECIOS ACTUALES

El porvenir del petróleo en Colombia y en el mundo

«No fue necesario que se agotaran las piedras para que se acabara la Edad de Piedra. Tampoco tendrá que agotarse el petróleo para que se extinga la era del petróleo", dice

The Economist en un artículo destinado a describir las perspectivas del hidrógeno como fuente de energía celular.

Desde hace años se viene estudiando la posibilidad de sustituir los combustibles fósiles por otros menos costosos, más abundantes y menos costosos, más abundantes y menos perjudiciales para la atmósfera terrestre. Con el auge de los llamados "partidos verdes", los ecologistas, defensores del medio ambiente, promueven afanosamente la búsqueda de un combustible distinto del petróleo, al punto de que, en unos 5 a 10 años, el consumo de los derivados de los hidrocarburos se va a ver afectado seriamente por esta competencia. Tan conscientes están las multinacionales del petróleo de esta situación, que la Royal Dutch Shell ha creado una nueva división administrativa con el nombre de Shell Hidrógeno y, pese a que es difícil determinar cuándo se hará el tránsito del hidrógeno del laboratorio a la comercialización, tanto las compañías fabricantes de automóviles como las generadoras de energía con base en el petróleo, comienzan a preocuparse por la presencia de este factor en el mercado de los combustibles.

Una prueba en escala casi comercial va a ponerse en práctica en Islandia. Esta pequeña isla cuya calefacción y electricidad dependen de centrales hidroeléctricas y geotérmicas, todavía usa petróleo y diesel para movilizar sus vehículos, pero aspira a ser el primer centro de experimentación urbana de los nuevos combustibles. Gracias a la testarudez del profesor Bragi Arnason, alias el "Profesor Hidrógeno", la capital, Reykjavik, va camino de ser la precursora en el uso del hidrógeno a escala colectiva. Tiene el plan de sustituir los motores de explosión de los buses de transporte público por baterías con celdas de hidrógeno, y, poco a poco, hacer el tránsito a los automóviles y camiones, para culminar con la generación de la energía doméstica. Su gobierno espera convertirse en exportador de baterías de hidrógeno y consagrarse como centro mundial de esta nueva industria. Dios sabe lo que ocurrirá, pero, evidentemente, la sustitución por el hidrógeno va a seguir una trayectoria similar a la del propio petróleo frente al carbón, sin llegar a eliminarlo por completo. Es tan grande la inversión mundial en motores de explosión, que transcurrirán años, lustros, décadas, antes de que los vehículos automotores, impulsados por la nueva tecnología, desplacen a los carros y camiones consumidores de gasolina, diesel y gas.

Pensar que la amenaza económica contra los países productores de petróleo sea inminente, es una utopía con rasgos de ciencia ficción; pero factores de una incidencia más inmediata nos inducen a un cierto pesimismo con respecto al futuro de los precios del petróleo, que vienen en alza desde marzo y, con ocasión de algunos accidentes en las refinerías americanas, han sobrepasado los US$21 por barril. Era algo impensable cuando las distintas calidades de petróleo estaban por debajo de US$10 hace apenas un año. La OPEP parecía haber perdido capacidad de estabilizar por lo alto los precios del petróleo mediante cuotas, y los análisis comprobaban que este Cartel no agrupaba siquiera la mitad de la producción de los países explotadores. Se decía, entre otras cosas, que las tales cuotas eran de difícil verificación, ya que países urgidos de divisas y de recursos fiscales aprovechaban para vender a menos precio grandes volúmenes de crudo. Con todo, la última reducción impuesta por la OPEP, y apoyada por Noruega, que no forma parte del Cartel, arroja resultados satisfactorios que están a la vista, y que, en el caso de Colombia, nos han sorprendido gratamente con el alza en los ingresos de Ecopetrol, en contraste con lo prospectado para el año en curso. Igualmente, la recuperación de los consumos en el suroeste asiático contribuirá al incremento de la

demanda, mientras que por el lado de la oferta se mantiene por los aliados la congelación de las exportaciones de Irak.

Las reformas colombianas se justifican al brindar a las multinacionales mayores oportunidades de perforar en nuestro suelo, gracias a la rebaja de las regalías y al aumento de la participación en los contratos de asociación con Ecopetrol. Más aún, la propuesta del exministro Rodolfo Segovia que permite a los contratos en ejecución acogerse a dichas ventajas para el petróleo incremental, puede elevar la producción en el curso de meses frente al tiempo que demanda la perforación de nuevos pozos. Son iniciativas dignas de aplauso, pero, para quien escribe estas líneas, surge la duda sobre el futuro de las explotaciones colombianas por cuanto la distancia del yacimiento al mar es un factor que, según nuestras perspectivas, encarece notablemente nuestra producción a la hora de la competencia. Es un círculo vicioso. En la medida en que sube el precio del petróleo aumentan las exportaciones que hasta hace seis meses tenían carácter marginal. A US$7 barril se taponaron pozos por incosteables en todos los continentes. A US$22 barril tales pozos se reactivarán, presentándose un fenómeno de sobreoferta, que desestabilizará el mercado. Proclamar a los cuatro vientos que se van a firmar mas de veinte contratos de explotación, es algo que hay que examinar con lupa, porque no son las grandes multinacionales, como la Shell, la Texas, la BP ni Total, las que vienen a perforar, sino promotores que, al comprometerse a perforar, compran un billete de lotería, aspirando a que si resulta petróleo en cantidades comerciales puedan realizar una considerable ganancia al flotantizar su descubrimiento. Algo que no era malo hace setenta años, cuando el Señor de Mares y el General Barco firmaron contratos de explotación sin capacidad económica para hacerlo por su cuenta, sino vendiéndosela a las multinacionales.

Confiemos en que, a pesar de los problemas de orden público, al poner en práctica la nueva legislación sea Colombia la que se gane una lotería con una nueva concesión de Mares o una nueva concesión Barco.

11.1.3 La Producción Petrolera. Con excepción de los años 1976, 1977 y 1978 Colombia no había cerrado año calendario alguno con una relación de Reservas/Producción tan bajo como 1998 que fue de 9 años. Sin embargo, si se toman las reservas a diciembre 31 de 1998 y las dividimos por la producción esperada de 1999 de 841 mil barriles diarios, tal relación se reduce a 8.1 años.

Como se dijo atrás en el punto 3.4 Situación Colombiana, Colombia está viendo reducir en forma acelerada sus reservas de petróleo.

Veamos la producción de 1998 y la de diciembre de 1998 cuando ya había entrado en operación plena Cusiana-Cupiagua de la asociación Santiago de las Atalayas. Estas cifras ya se habían mostrado atrás en el cuadro 9.

Cuadro 38. Producción Nacional de Crudo. KB/D

	Dic/98	%	1998	%
De Asociación	**720.8**	**85.1**	**622.1**	**82.5**
S.D.L.A.	442.7	52.3	349.4	46.3
Cravo Norte	144.5	17.0	136.9	18.2
Otras	133.6	15.8	135.8	18.0
Ecopetrol (Prod. Directa)	**108.0**	**12.8**	**115.8**	**15.3**
Concesión	**17.8**	**2.1**	**16.5**	**2.2**
TOTAL	846.6	100.0	754.3	100.0

De estas estadísticas se observa: a) el 85% de la producción de 1998 (diciembre) y las expectativas de 1999, provendrán de las asociaciones y sólo el 13% de Ecopetrol. b) La mitad de la producción es de Cusiana-Cupiagua. c) el 17% de la producción (mayor que la de Ecopetrol), es del contrato de Asociación Cravo Norte, ya en declinación y donde se han extraído las 4/5 partes de las reservas originales.

Luego para torcer la curva de declinación de la producción, se requieren acciones para el corto, mediano y largo plazo que corresponden a:

- Producción incremental. - Incentivar y trabajar en este campo, para aumentar el recobro final de los campos actualmente en producción.
- Negociación de los contratos vigentes en exploración. - Probablemente existirán "figuras nacionales ", que se "rasguen las vestiduras", pero es necesario dentro del respeto a la ley y a lo pactado encontrar aspectos prácticos que beneficien a las partes.
- Acelerar la revisión del texto del contrato actual, acorde con las modificaciones aprobadas y las experiencias del pasado.
- Moverse en las áreas no activas, con licitaciones que promocionen su cubrimiento.

En el siguiente cuadro se muestra la historia de reservas y producción de petróleo desde 1921 hasta el año pasado.

Cuadro 39. Historia de reservas y producción de petróleo 1921 – 1998 (MB)

		PRODUCCIÓN		RESERVAS			
AÑO	RESERVAS ORIGINALES	ANUAL	ACUMULADA	DESCUB.	REEVALUAD.	REMANENTES	VIDA ÚTIL AÑOS
1921	800.0	0.1	0.1			799.9	11,427.6
1922	800.0	0.3	0.4	0.0		799.6	2,498.8
1923	800.0	0.4	0.8	0.0		799.2	1,858.6
1924	800.0	0.4	1.3	0.0		798.7	1,794.9
1925	800.0	1.0	2.3	0.0		797.7	789.8
1926	801.5	6.4	8.7	1.5		792.8	123.1
1927	801.5	14.9	23.6	0.0		777.9	52.1
1928	801.5	19.7	43.3	0.0		758.2	38.6
1929	801.5	20.1	63.3	0.0		738.2	36.8
1930	801.5	20.0	83.3	0.0		718.2	36.0
1931	1,088.5	17.8	101.1	287.0		987.4	55.4
1932	1,088.5	16.1	117.2	0.0		971.3	60.5
1933	1,088.5	12.9	130.0	0.0		958.5	74.6
1934	1,088.5	17.0	147.0	0.0		941.5	55.5
1935	1,088.5	17.2	164.2	0.0		924.3	53.6
1936	1,088.5	18.5	182.7	0.0		905.8	49.0
1937	1,088.5	20.1	202.7	0.0		885.8	44.2
1938	1,088.5	21.3	224.0	0.0		864.5	40.6
1939	1,088.5	23.9	247.9	0.0		840.6	35.2
1940	1,088.5	25.6	273.5	0.0		815.0	31.8
1941	1,088.5	24.6	298.0	0.0		790.5	32.2
1942	1,088.5	10.5	308.5	0.0		780.0	74.4
1943	1,088.5	13.3	321.8	0.0		766.7	57.8
1944	1,088.5	22.3	344.1	0.0		744.4	33.4
1945	1,475.5	22.5	366.5	387.0		1,109.0	49.4
1946	1,475.5	22.1	388.7	0.0		1,086.8	49.1
1947	1,475.5	24.8	413.4	0.0		1,062.1	42.8
1948	1,475.5	24.0	437.4	0.0		1,038.1	43.3
1949	1,736.0	29.7	467.1	260.5		1,268.9	42.7
1950	1,736.0	34.1	501.2	0.0		1,234.8	36.3
1951	1,736.0	38.4	539.6	0.0		1,196.4	31.2
1952	1,736.0	38.7	578.3	0.0		1,157.7	29.9
1953	1,753.4	39.4	617.7	17.4		1,135.7	28.8
1954	1,753.4	40.0	657.7	0.0		1,095.7	27.4
1955	1,753.4	39.4	697.1	0.0		1,056.3	26.8
1956	1,812.9	45.0	742.1	59.5		1,070.8	23.8
1957	1,812.9	45.7	787.8	0.0		1,025.1	22.4
1958	1,812.9	46.9	834.7	0.0		978.2	20.9
1959	1,812.9	53.6	888.3	0.0		924.6	17.3

		PRODUCCIÓN		RESERVAS			
AÑO	RESERVAS ORIGINALES	ANUAL	ACUMULADA	DESCUB.	REEVALUAD.	REMANENTES	VIDA ÚTIL AÑOS
1960	1,812.9	55.8	944.1	0.0		868.8	15.6
1961	1,812.9	53.3	997.3	0.0		815.6	15.3
1962	1,890.1	51.9	1,049.2	77.2		840.9	16.2
1963	2,036.3	60.3	1,109.6	146.2		926.7	15.4
1964	2,111.3	62.6	1,172.2	75.0		939.1	15.0
1965	2,237.6	72.7	1,244.8	126.3		992.8	13.7
1966	2,237.6	71.4	1,316.3	0.0		921.3	12.9
1967	2,252.0	68.6	1,384.8	14.4		867.2	12.6
1968	2,252.0	63.2	1,448.1	0.0		803.9	12.7
1969	2,463.1	76.8	1,524.9	211.1		938.2	12.2
1970	2,463.1	79.6	1,604.5	0.0		858.6	10.8
1971	2,463.1	78.5	1,682.9	0.0		780.2	9.9
1972	2,463.1	71.1	1,754.0	0.0		709.1	10.0
1973	2,463.1	66.8	1,820.9	0.0		642.2	9.6
1974	2,463.1	60.9	1,881.7	0.0		581.4	9.5
1975	2,463.1	56.8	1,938.5	0.0		524.6	9.2
1976	2,463.3	53.0	1,991.5	0.2		471.8	8.9
1977	2,468.4	49.8	2,041.3	5.1		427.1	8.6
1978	2,468.4	47.3	2,088.6	0.0		379.8	8.0
1979	2,564.2	45.0	2,133.6	95.8		430.6	9.6
1980	2,732.9	45.6	2,179.2	168.7		553.7	12.1
1981	2,759.0	48.8	2,228.1	26.1		530.9	10.9
1982	2,889.8	51.7	2,279.8	130.8		610.0	11.8
1983	2,970.4	55.5	2,335.3	80.6		635.1	11.4
1984	3,504.4	61.1	2,396.4	540.6	(6.5)	1,108.0	18.1
1985	3,704.3	64.4	2,460.8	57.7	142.2	1,243.7	19.3
1986	4,267.2	110.2	2,571.0	44.8	518.1	1,696.4	15.4
1987	4,618.7	140.6	2,711.6	157.0	194.5	1,907.3	13.6
1988	4,899.8	136.8	2,848.4	200.9	80.2	2,051.6	15.0
1989	4,906.7	147.6	2,996.1	42.6	(35.7)	1,984.3	13.4
1990	5,073.6	160.4	3,156.5	46.5	120.4	1,990.7	12.4
1991	5,122.8	155.3	3,311.8	57.0	(7.8)	1,884.6	12.1
1992	6,630.0	159.9	3,471.7	1,484.7	22.5	3,231.9	20.2
1993	6,719.7	165.2	3,636.9	13.8	75.9	3,156.4	19.1
1994	6,867.4	165.7	3,802.6	5.0	142.7	3,138.4	18.9
1995	6,894.0	213.0	4,015.6	14.7	11.9	2,951.9	13.9
1996	6,969.1	229.0	4,244.7	0.0	75.1	2,798.0	12.2
1997	6,982.9	238.1	4,482.6	0.0	13.8	2,577.2 (1)	10.8
1998	7,231.9	275.8	4,754.2	92.9		2,477.7	9.0

(1) En proceso estandarización de reservas. El dato de 1997 es de reservas probadas, desarrolladas y por desarrollar.

Fuentes: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración y Producción.

En lo que respecta a la producción de Gas Natural, como se mencionó atrás al hablar de este recurso, corresponde más al consumo, pues de una parte tenemos una alta producción de gas no asociado y de otra, no dispone el país de una infraestructura para la exportación directa.
En el siguiente cuadro se muestra este consumo en los últimos diez años.

Cuadro 40. Consumo de Gas Natural en los últimos diez años

AÑO	PRODUCCIÓN PARA CONSUMO [GBTU/DIA]
1989	374.3
1990	392.2
1991	401.5
1992	394.3
1993	412.3
1994	405.2
1995	431.1
1996	458.6
1997	578.6
1998	607.1

Fuente: Ecopetrol

11.1.4. Refinación de Petróleo. El país cuenta con dos refinerías de conversión mayor: el complejo de refinación y petroquímica de Barrancabermeja y la refinería de Mamonal cerca de Cartagena. Además tiene las pequeñas unidades de Apiay, Tibú y Orito, y recientemente la refinería privada de Puerto Nare. Estas refinerías abastecen parcialmente el mercado nacional de combustibles y algo de los insumos petroquímicos, y deja algunos excedentes exportables de Nafta, Diesel Fuel Oil y Fuel Oil principalmente.

En el siguiente cuadro se muestra la carga de crudo a las refinerías de Ecopetrol en los últimos años.

Cuadro 41. Carga de crudo a las refinerías kB/D

AÑO	B/BERMEJA	CARTAGENA	TIBÚ	APIAY	ORITO	TOTAL
1990	165.0	61.3	2.1	1.4	1.7	231.8
1991	170.2	68.3	2.7	2.0	2.0	245.3
1992	166.1	67.0	2.1	2.2	2.1	239.4
1993	167.1	68.9	1.8	2.1	2.0	241.9
1994	169.7	70.2	2.0	2.4	2.2	246.5
1995	189.3	60.3	2.2	2.2	2.3	256.3
1996	199.4	74.8	1.2	2.2	2.4	280.0
1997	201.1	72.4	0.2	2.2	1.3	277.2
1998	200.1	75.0	1.2	2.2	2.0	280.5

Fuente: Ecopetrol

Básicamente el país importa gasolina motor (parte para satisfacer la demanda y parte para mejorar la calidad de la producida en el país) , algo de gas licuado del petróleo -GLP-, y unos volúmenes reducidos para cubrir parte de las áreas de frontera. Veamos la demanda de combustible en 1998:

Cuadro 42. Demanda de combustibles en 1998

Gasolina motor (corriente y premium)	129.5 kB/Día
Bencina y Cocinol	0.4 kB/Día
Gasolina de aviación	0.4 kB/Día
ACPM (Diesel Fuel Oil)	60.0 kB/Día
Turbo combustible para Jet JPA	15.2 kB/Día
Gas licuado del petróleo -GLP-	23.0 kB/Día
Combustóleo o Fuel Oil	3.2 kB/Día
Crudo Castilla (como combustóleo)	15.5 kB/Día
Gas Natural	607.1 G BTU/Día

El G.L.P. se usa aproximadamente 83%, en consumo doméstico, un 10% en el sector comercial y el 3% restante en la industria.

En los cuadros siguientes se muestra, tanto la demanda de combustibles como la producción nacional desde 1982. Así mismo se señala la producción de otros derivados 1992 – 1997.

Cuadro 43. Demanda de combustibles (B/D)

AÑO	GASOLINA MOTOR	BENCINA Y COCINOL	AVIGAS	DIESEL	QUERO-SENO	JPA	GLP	COMBUS TOLEO	CRUDO CASTILLA	TOTAL
1982	76,833	5,214	1,041	26,719	5,605	11,515	8,079	10,608	3,300	148,914
1983	80,125	5,175	940	27,727	5,176	10,630	9,283	9,137	4,600	152,793
1984	82,663	5,016	775	28,512	4,839	9,228	9,949	5,280	8,400	154,662
1985	88,140	4,878	725	30,161	4,777	9,103	10,140	3,660	9,300	160,884
1986	91,035	4,933	649	29,498	4,574	8,244	10,480	2,315	10,200	161,928
1987	96,406	4,900	664	32,205	4,641	8,946	11,231	2,902	11,300	173,195
1988	101,300	4,700	682	33,800	4,465	8,900	12,451	2,384	12,400	181,082
1989	105,700	4,500	695	35,733	4,200	9,200	13,021	1,591	12,600	187,240
1990	107,400	4,280	670	36,400	3,900	9,200	13,360	1,870	13,240	190,320
1991	110,200	3,900	600	37,400	3,800	9,400	14,000	2,600	12,600	194,500
1992	116,200	3,400	600	42,300	4,500	11,300	15,300	4,200	14,000	211,800
1993	120,700	2,400	500	46,100	4,000	12,300	16,300	2,300	14,900	219,500
1994	125,300	1,300	500	50,400	3,600	13,800	17,300	1,400	15,500	229,100
1995	128,576	1,114	444	51,756	3,764	14,608	18,500	3,948	15,602	238,312
1996	128,871	870	387	58,151	3,275	14,662	20,313	2,126	16,612	245,267
1997	131,030	610	384	60,308	2,990	15,212	21,812	2,639	16,800	251,785
1998	129,535	418	397	60,026	2,510	15,247	22,984	3,238	15,524	249,879

Fuente: ECOPETROL

Cuadro 44. Producción de combustibles – B/D

AÑO	*GASOLINAS	DESTILADOS MEDIOS	AVIGAS	GAS PROPANO	COMBUSTÓLEO	TOTAL
1982	58,500	44,300	1,110	6,400	50,000	160,310
1983	62,800	46,100	1,159	7,800	53,400	171,259
1984	70,300	41,700	867	8,000	53,200	174,067
1985	66,600	46,400	930	8,500	54,100	176,530
1986	71,690	54,387	853	10,480	57,577	194,987
1987	82,451	54,478	732	11,231	64,770	213,662
1988	78,403	54,693	699	11,459	63,887	209,141
1989	79,272	51,864	718	11,345	69,340	212,539
1990	82,001	53,398	716	11,285	67,582	214,982
1991	87,965	63,483	810	11,681	73,972	237,911
1992	86,761	64,830	787	11,948	66,832	231,158
1993	87,853	70,653	573	11,179	57,668	227,926
1994	84,767	74,998	501	16,996	54,482	231,744
1995	95,154	79,378	585	19,205	54,900	249,222
1996	101,450	88,834	373	21,700	53,143	265,500
1997	99,950	85,750	373	21,812	54,100	261,985
1998	106,939	83,295	398	20,523	51,394	262,549

Incluye Bencina y Cocinol.

En la producción de gasolinas no se incluye la nafta que se destinó a exportación durante 1996 y 1997 (3.8 Kbdc cada año)

Cuadro 45. Producción de otros derivados del petróleo (B/D)

PRODUCTO	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Aromáticos	1,000	1,170	1,100	1,501	1,440	1,430
Bases Lubricantes	1,200	1,010	1,020	1,024	1,026	1,210
Parafinas	300	200	160	170	260	230
Disolventes	1,000	1,160	1,190	1,280	1,200	1,180
Asfalto	3,670	4,330	7,150	6,920	6,983	7,330
Arotar	600	700	1,000	1,200	1,200	1,100
Ciclohexano	600	500	460	609	665	650
TOTAL	8,370	9,070	12,080	12,704	12,774	13,130

Fuente: Ecopetrol

El Gas Natural se utiliza como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico (uso residencial), comercial y de transporte terrestre. Sus principales usos por sector son los siguientes:

- Sector Industrial: En refinerías de petróleo, industria del vidrio, minas de ferroníquel, industria alimenticia, hierro y acero, industria del cemento, pulpa y papel, cerámica e industria textil, principalmente.
- Sector Petroquímico: Producción de úrea, alcoholes, MTBE, Etileno, amoniaco etc.
- Sector Termoeléctrico: En turbogeneradores, calderas, plantas de ciclo combinado, plantas de ciclo STIG, plantas de cogeneración.
- Doméstico y Comercial: Cocinas, calentadores de agua, calefacción, refrigeración y acondicionamiento del aire, restaurantes, hoteles, etc.
- Transporte –GNC- Gas natural comprimido en reemplazo de la gasolina motor.

En el siguiente cuadro se muestra el consumo de Gas Natural en los últimos años, discriminado por sectores.

Cuadro 46. Consumo de Gas Natural – GBTU / Día

Año	Termo-eléctrico	Ecopetrol	Industrial	Petro-químico	Residencial	GNC	Total
1984	191.8	97.5	78.5	10.7	2.5	0	381
1985	176.6	108.6	82.2	10.7	3.7	0	382
1986	168.7	108.1	90.0	10.2	5.5	0	382
1987	173.7	112.8	87.8	9.9	7.1	0.3	392
1988	173.8	106.7	92.5	10.1	9.6	0.3	393
1989	155.1	102.9	93.2	11.3	11.0	0.8	374
1990	164.8	102.5	94.6	14.4	14.2	1.7	392
1991	175.3	95.2	95.0	14.3	19.0	2.6	401
1992	180.5	79.3	95.0	13.6	22.3	3.6	394
1993	199.4	77.0	94.2	10.7	26.8	4.2	412
1994	181.2	72.9	103.6	12.1	30.8	4.4	405
1995	203.4	68.1	107.9	11.5	35.3	4.9	431
1996	180.3	109.3	108.1	16.4	38.9	5.6	459
1997	286.6	117.3	109.6	11.0	48.3	5.9	579
1998	303.9	115.8	109.9	11.7	59.7	6.0	607

Fuente: Ecopetrol

Política General. El Petróleo y Gas en el Plan Nacional de Desarrollo. En la primera parte de este capítulo, se habló en detalle sobre estos recursos, la actual política y las perspectivas. Conviene ahora hablar de los planes del gobierno nacional para los próximos años.

La ley 508 de julio 29 de 1999, por la cual se expidió la Plan Nacional de Desarrollo para los años 1999 – 2002, establece en su artículo 4º, ordinales 14.2.2.2. y siguientes, los lineamientos para el petróleo y el gas. El texto es el siguiente:

"**14.2.2.2 Producción de petróleo.** Para mantener la producción actual de crudo en 800 KBPDC, se deberá destinar gran parte de las inversiones de ECOPETROL, en la perforación de pozos de desarrollo.

14.2.2.3 Transporte de crudo. *La inversión de ECOPETROL, se concentrará principalmente en el incremento de la capacidad de los poliductos actuales. Le siguen en importancia la construcción de ductos para nuevos hallazgos, así como la adecuación de estaciones y líneas que así lo requieran. Adicionalmente, se desarrollarán proyectos de control de pérdidas, almacenamiento y seguridad.*

14.2.2.4 Gas.

14.2.2.4.1 Transporte de Gas. *Se concentrará en la ampliación de la capacidad de transporte de la red troncal de gas, principalmente en el gasoducto Ballenas-Barrancabermeja, con lo cual se cumple con las necesidades del mercado. Adicionalmente, se ejecutarán programas de adecuación y mantenimiento de los gasoductos existentes.*

14.2.2.4.2 Almacenamiento Subterráneo. *Con el objeto de reducir la vulnerabilidad del sistema troncal de transporte de gas se desarrollará este proyecto, que permitirá incrementar la confiabilidad de suministro a todos los agentes del sector.*

14.2.2.4.3 Refinación. *Se llevarán a cabo inversiones en las refinerías de ECOPETROL, con el fin de mitigar su impacto ambiental e incrementar su productividad.".*

11.2 EL SECTOR ELÉCTRICO

Año 1998 en el Sector. El sector eléctrico que en la crisis energética de 1992, con ocasión del Fenómeno del Pacífico (fenómeno del niño), presentó un desabastecimiento del 14% de la demanda (5.183 GWh de demanda bruta no atendida, contra una demanda de energía bruta ajustada de 37.367 GWh), "pasó el examen" durante el apremio por el mismo fenómeno hidrológico en 1998: sólo se presentó una demanda bruta no atendida de 72 GWh, contra una demanda bruta ajustada de 44.024 GWh, a pesar de ser el año de 1998 el de transición entre dos eventos climáticos extremos de impacto global (el Niño 1997/1998 y la Niña 1998/1999), y de ser este Fenómeno del Niño 1997/1998 uno de los más fuertes de este siglo. El fenómeno fue de tal magnitud que los ingresos energéticos agregados para el año hidrológico (mayo/97 – abril/98) fueron los mínimos históricos y tuvieron una muy baja probabilidad de ocurrencia (cercana al 1%). ¿Cómo logró tal recuperación el sector? De una parte el esfuerzo de incrementar la capacidad de generación térmica y la oferta de gas natural con una red que cubre desde la Costa Norte hasta el centro del país, Medellín y Cali, la oportuna colaboración de ECOPETROL, así como los primeros frutos de la reforma del sistema con las leyes 142 y 143 de 1994.

La capacidad de transporte de gas de la Costa Atlántica, que no era suficiente para abastecer la alta demanda de generación térmica en 1997, fue mejorada en 1998 al entrar en operación el aumento de compresión en Palomino (de 390 a 420 millones de pies cúbicos por día). Igualmente el sistema de transporte Guajira-Barrancabermeja, se expandió de 108 a 148 millones de pies cúbicos diarios, lo cual fue de mayor importancia ante la fuerte caída de producción de gas del Opón. Por falta de gas se restringió la generación de Termo Santander en el Opón y luego hubo necesidad de retirarla del parque generador.

En 1998 el consumo de carbón mineral del sector eléctrico, alcanzó la cantidad de 1.02 millones de toneladas, más 525 mil toneladas para auto y cogeneración. El suministro de gas natural para este sector promedió 303.9 GBTU/día.

El siguiente cuadro muestra el resumen de datos operativos anuales del Sistema Interconectado Nacional para el período 1991-1998, que aparece en el "Informe de Operación 1998" de la empresa Interconexión Eléctrica S.A., E.S.P.-ISA, que se consolidó como la compañía líder al poseer el 83% de la propiedad de la red a 220 y 500 kV.

Cuadro 47. Tendencias Multianuales 1991 – 1998 resumen de Datos Operativos Anuales Sistema Inteconectado Nacional

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ESTADO DE EMBALSES Y APORTES								
Aportes hídricos (GWh) (1)	24,780	20,818	33,469	37,281	32,309	41,219	29,872	36,315
Porcentaje respecto a la media histórica (%)	74.8	62.8	87.3	94.8	80.3	102.4	74.5	89.6
Reservas hídricas (GWh) (2)	5,760	6,523	10,910	11,474	10,825	11,072	7,989	10,576
Porcentaje respecto al máximo embalsable (%)	48.9	47.5	77.1	81.0	75.7	77.5	55.9	73.8
GENERACIÓN HIDRÁULICA Y TÉRMICA BRUTA								
Generación hidráulica (GWh)	27,590	22,039	27,639	31,841	31,771	35,068	31,254	30,559
Generación térmica (GWh) (3)	7,603	9,808	8,949	7,614	9,803	7,216	12,364	13,373
Generación total (GWh)	35,193	31,847	36,588	39,455	41,574	42,284	43,618	43,932
INTERCONEXIONES INTERNACIONALES								
Venezuela (GWh) (4)	212	337	303	144	178	129	179	21
Ecuador (GWh) (4)								- 2
DEMANDA DE ENERGÍA BRUTA								
Demanda no atendida (GWh)	192	5,183	973	172	215	180	129	72
Demanda de energía ajustada (GWh)	35,598	37,367	37,864	39,771	41,967	42,592	43,926	44,024
Crecimiento de la demanda de energía (%) (**)	4.8	5.0	1.3	5.0	5.5	1.2	3.4	0.2
DEMANDA DE POTENCIA								
Demanda máxima de potencia atendida (MW) (5)	6,184	6,098	6,455	6,896	7,130	7,276	7,559	7,506
Crecimiento de la demanda de potencia (%)	5.0	- 1.4	5.9	6.8	3.4	2.0	3.9	- 0.7
CAPACIDAD EFECTIVA (6)								
Capacidad efectiva hidráulica a dic/31 (MW)	6,521	6,757	7,658	7,863	7,838	8,016	8,094	8,137
Capacidad efectiva térmica a dic/31 (MW)	1,835	1,731	2,145	2,217	2,225	2,584	2,933	3,759
Total capacidad efectiva a dic/31 (MW)	8,356	8,488	9,803	10,080	10,063	10,600	11,027	11,896
DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN								
Disponibilidad promedio día hidráulica (MW)	5,513	5,234	5,876	6,121	6,700	6,786	7,079	6,976
Porcentaje disponibilidad hidráulica (%) (7)	84.5	80.1	79.2	78.5	85.2	86.3	88.0	86.0
Disponibilidad promedio día térmica (MW) (8)	1,320	1,145	1,303	1,493	1,548	1,603	1,827	2,656
Porcentaje disponibilidad térmica (%) (7)	72.7	62.7	66.9	68.5	69.5	67.0	65.8	73.0
Total disponibilidad de generación (MW) (8)	6,833	6,379	7,179	7,614	8,248	8,389	8,906	9,632
Porcentaje disponib. total de generación (%) (7)	81.8	76.3	76.7	76.3	81.7	81.8	82.3	81.8

(**): Los porcentajes para 1996 y 1997 incluyen corrección por año bisiesto.
(1): Correspondiente a todos los ríos del Sistema Interconectado Nacional 1991 y 1992 no incluyen los aportes de Riogrande Guavio.
(2): Corresponde a los embalses del Sistema Interconectado Nacional en el último día del año. 1991 y 1992 no incluyen las reservas de Riogrande y Guavio.
3) incluye generación de OXY
4): Corresponde a la interconexión con Venezuela por Cuatricentenario , Cadafe y Corozo y la de Ecuador en explotación comercial en diciembre De 1998.
(5): La demanda máxima 7,506 MW de 1998 se registró el día 19 de marzo a la 19:00 horas.
(6): Capacidad efectiva bruta para los años 1991-1996 y capacidad efectiva neta a partir de 1997.
(7): Porcentajes calculados respecto a la capacidad efectiva Bruta promedio Mensual para los años 1991-1997 y con respecto a la capacidad neta para 1998.
(8):No incluye interconexiones internacionales (Cadafe, Cuatricentenario, Corozo, Ecuador)

11.2.1. La Demanda en el Mercado Mayorista. La energía eléctrica es un bien intermedio para la mayoría de los sectores productivos, y es prácticamente un bien final para los sectores residencial, comercial y de servicios. Por lo tanto, el dinamismo de la demanda es el resultando de diversos factores tales como: Crecimiento demográfico, extensión del servicio al campo, desarrollo económico, políticas energéticas (no sólo en lo pertinente a la cobertura, sino al tipo de energético y al uso racional y eficiente de la energía), los cambios tecnológicos y los aspectos culturales y ambientales.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica en los últimos años ha sido el siguiente:

Cuadro 48. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica en los últimos años

AÑO	Demanda de energía Ajustada (GWh)	Crecimiento
1991	35.598	4.8
1992	37.367	5.0
1993	37.864	1.3
1994	39.771	5.0
1995	41.967	5.5
1996	42.592	1.2
1997	43.926	3.4
1998	44.024	0.2

Fuente: ISA

La drástica reducción en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el pasado reciente tiene que ver principalmente con:

- Desaceleración económica
- Influencia del programa de masificación de gas; e
- Influencia del ahorro energético

Veamos como es en términos generales la estructura de la economía del país: aproximadamente la estructura del Producto Interno es la siguiente (año 1996).

Agricultura, caza, silvicultura y pesca	19.5
Explotación de minas y canteras	4.3
Industria manufacturera	18.0
Electricidad, gas y agua	1.1

Construcción y obras públicas	3.7
Comercio, restaurantes y hoteles	11.4
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	9.1
Sector financiero	16.1
Servicios comunales, sociales y personales	13.9

Una caída en el crecimiento de los sectores intensivos de energía eléctrica afecta en forma apreciable la demanda. Según la UPME, el consumo final de energía eléctrica en 1998 fue el siguiente:

Cuadro 49. Consumo Final de Energía Eléctrica.

Sector	GWh	Participación (%)
Residencial	14.692.2	41.6
Comercial y Público	6.534.6	18.5
Industrial	10.212.9	28.9
Transporte	42.4	0.1
Agropecuario y Minero	1.249.8	3.5
Construcciones	54.9	0.2
No identificado	2.543.4	7.2
TOTAL	**35.330.2**	**100.0**

Un análisis del crecimiento (o descenso) en cada sector de la economía combinado con su participación en la demanda de energía eléctrica, nos da el cuadro final del movimiento de esta. En general, el comportamiento de la demanda de energía va paralelo al de la economía y por ello no es extraño que en 1998 el crecimiento de la demanda de energía eléctrica haya sido el más bajo de la década y aún más, de varias décadas.

Otro factor que ha influido en la reducción del ritmo de crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha sido la penetración del gas natural y del gas licuado del petróleo -GLP-, especialmente en el sector residencial, sustituyendo electricidad para cocción de alimentos y para calentamiento de agua. Veamos el consumo de Gas Natural en el sector residencial:

Cuadro 50. Consumo de Gas Natural en el sector residencial

AÑO	MBTU/DÍA	CRECIMIENTO (%)
1991	19.030	34.0
1992	22.297	17.2
1993	26.803	20.2
1994	30.762	14.8
1995	35.264	14.6
1996	38.868	10.2
1997	48.297	24.3
1998	59.697	23.6

Fuente: Ecopetrol

Este gran crecimiento viene acompañado con la evolución de las instalaciones domiciliarias de Gas Natural en el país:

Cuadro 51: Instalaciones domiciliarias de Gas Natural en el País.

AÑO	INSTALACIONES A DICIEMBRE 31
1994	789.869
1995	937.613
1996	1.130.524
1997	1.340.706
1998	1.618.584

Fuente Ecopetrol

De otra parte, el consumo de Gas Licuado del petróleo ha crecido pero en menor proporción al del gas natural.

Cuadro 52. Crecimiento de consumo de GLP

Año	Demanda Nal. De GLP	Crecimiento %
1991	14000 Barriles /día	4.8
1992	15300	9.3
1993	16300	6.6
1994	17300	6.1
1995	18500	6.9
1996	20313	9.8
1997	21812	7.4
1998	22984	5.4

Fuente Ecopetrol

Igualmente conviene destacar que la política de racionalización tarifaria de la energía eléctrica establecida en las leyes 142 y 143 de 1994 especialmente en el sector residencial ha contribuido a desacelerar el crecimiento de la demanda. Las limitaciones, a los subsidios para los estratos 1,2 y 3 y la prohibición de los mismos para los estratos 4, 5 y6 han mostrado su beneficio en una reducción del consumo, reducción a la cual han contribuido igualmente la oferta de electrodomésticos más eficientes así como la iniciación en la sustitución de luminarias ineficientes en el servicio de alumbrado público. Una distribución de la demanda de energía eléctrica bruta por área operativa del Sistema Interconectado Nacional en 1998, según cifras de ISA es la siguiente:

Cuadro 53. Distribución de la demanda de la Energía Eléctrica en el país, año 1998

SECTOR	DEMANDA ATENDIDA GWh	PARTICIPACIÓN NACIONAL %	GENERACIÓN GWh	APORTE %
Bogotá	10367	24	4705	10.7
Costa Atlántica	9835	23	8842	20.1
Antioquia	7672	18	7952	18.1
Valle del Cauca	5392	12	2797	6.4
Nordeste	4194	10	2543	5.8
Caldas-Quindío-Risaralda	2436	6	866	2.0
Cauca-Nariño	1159	3	238	0.5
Tolima	1124	3	261	0.6
Huila-Caquetá	646	1	1878	4.3
Meta	448	1	78	0.2
Chivor-San Carlos-Magdalena Medio	-	-	13794	31.4
Total	43271	100	43952	100

Como se observa, prácticamente la mitad de la demanda de energía eléctrica está concentrada en Bogotá y la Costa Atlántica.

11.2.2. La oferta de energía eléctrica- Características Generales. La capacidad efectiva del sistema de generación eléctrica al finalizar el año de 1998 era de 11.896 MW de los cuales el 68,4%, corresponde a capacidad eléctrica hidráulica y el 31,6% restante a térmica. De esta última el 81.3% es a gas, el 18.3% a carbón y el 0,4% es generación con combustóleo o Fuel Oil. A la capacidad de generación nacional se le agregan 270 MW de interconexión internacional de los cuales 240 MW, son con Venezuela y 30 MW con Ecuador.

La evolución reciente de la composición hidrotérmica muestra un repunte significativo de la termo-electricidad, como consecuencia de una política explícita para reducir la vulnerabilidad del sistema ante la ocurrencia de eventos hidrológicos severos. Veamos la evolución.

Cuadro 54 Composición de la Capacidad Efectiva de Generación.

Año	Capacidad efectiva Total MW	% Térmica
1991	8356	22.0
1992	8488	20.4
1993	9803	21.9
1994	10080	22.0
1995	10063	22.1
1996	10600	24.4
1997	11027	26.6
1998	11896	31.6

Fuente: ISA

Desde 1996 el plan de ensanche de generación ha sido agresivo en cuanto al crecimiento del componente térmico:

Cuadro 55. Ensanches de Generación 1997-2001 (MW)

AÑO	TERMO	HIDRO	IMPORTACIÓN	TOTAL
1997	757	0	0	757
1998	756	0	40	796
1999	150	733	0	883
2000	0	0	0	0
2001	300	375	200	875
TOTAL	1963	1108	240	3311
% de Participación	59	34	7	100

Fuente: ISA

Al terminar 1998 la capacidad total útil del embalse del sistema Interconectado Nacional era de 14340 GWh, que con una demanda de energía ajustada nacional en 1998 de 44024 GWh, representa escasamente un tercio de esta. Esta baja capacidad y el ciclo o periodicidad intranual que muestra el régimen hidrológico, determinan un sistema de baja capacidad para mover excedentes hidrológicos de períodos de lluvia a períodos de verano: En 1998, el aporte hídirico real fue de 36315 GWh y se generó un total de 30559 GWh (el 69.53% de la demanda bruta nacional) con este recurso, habiéndose subido las reservas hídricas de 7989 GWh a 10576 GWh, entre el comienzo y el final del año calendario.

La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Eléctrico Nacional, equivalente como ya se dijo a 11896 MW a diciembre 31 de 1998, la aportaban 24 empresas generadoras:

Cuadro 56. Capacidad efectiva neta del sistema interconectado

Empresa	Capacidad (MW)	Participación %	% Acumulado
Emgesa	2495	21.0	21.0
EEPM	2008	16.9	37.9
Isagen	1603	13.5	51.3
Chivor S.A.	1000	8.4	59.7
Epsa	982	8.3	68.0
Tebsa	877	7.4	75.4
Corelca	626	5.3	80.6
CHB	540	4.5	85.2
Flórez	397	3.3	88.5
CHEC	272	2.3	90.8
Essa	169	1.4	92.2
Otras	927	7.8	100
	11896	100	

Fuente: ISA y cálculos del autor.

Incluyendo la capacidad de las centrales menores, el total pasa de 11896 MW a 12049 MW.

En estas plantas se encuentra gran diferencia en la eficiencia de generación, tanto por la tecnología como por la antigüedad de cada planta. Veamos algunos ejemplos para lo cual se utilizan, las siguientes convenciones:

TIPO DE CENTRAL

F	Hidráulica con Francis
P	Hidráulica con Pelton
CV	Térmica carbón-vapor
GV	Térmica gas-vapor
FO-V	Térmica fuel oil-vapor
G	Térmica a gas
CC	Ciclo combinado

FACTOR DE CONVERSION

Para plantas hidráulicas	MW/m³/seg
Para térmicas	Heat Rate así:
Unidades con ACPM	Gal/MWh
CV (carbón-vapor)	Ton/MWh
TG (térmica gas)	MBTU/MWh
FO-V (fuel oil-vapor)	Gal/MWh
GV (gas-vapor)	MBTU/MWh
CC (ciclo combinado)	MBTU/MWh

Cuadro 57. Características Técnicas de algunas plantas.

Unidad	Capacidad Bruta	Efectiva (MW) Neta	Tipo	Factor conversión	Año puesta en servicio
Canoas	45	45	F	1.25	1972
Colegio	300	300	P	7.50	1970
Guavio	1150	1150	P	9.94	1992
Zipa 2	38	34	CV	0.51	1976
Zipa 5	66	62	CV	0.51	1985
Paipa 3	74	68	CV	0.47	1982
Cartagena 2	54	50	G	13.36	1980
Chinú 4	14	13	TG	14.69	1982
Flórez 3	152	150	G	9.72	1998
Ocoa	41	40	ACPM	8.07	1994
Tebsa 24	125	115	CC	7.80	1998
Guajira 1	160	151	GV	9.80	1987

Fuente: ISA

Como se mencionó atrás la generación bruta total del sistema en 1998,fue de 43932 GWh, de los cuales 30559 GWh (el 69%) se generaron con plantas hidráulicas que presentaron un factor de utilización de 0.4 y 13373 GWh (30.4%) con unidades térmicas, cuyo factor de utilización fue de también 0.4. La generación térmica ha sido la más alta de la historia del país y se caracterizó por presentar durante los 4 primeros meses del año los mayores valores en contraste con el gran descenso en el segundo semestre. Este comportamiento se debió a las consecuencias del Fenómeno del Pacífico (fenómeno del niño) en la primera parte del año, y el aumento de las precipitaciones en la

segunda parte (fenómeno de la niña) que favoreció la generación hidráulica durante el resto del año.

De otra parte, el sistema de Transmisión Nacional – STN –, comprende el conjunto de líneas y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Al finalizar 1998 este sistema se componía así:

Cuadro 58. Sistema de Transmisión Nacional

Nivel de tensión kV	Circuitos transmisión Km	Subestaciones No.	Capacidad transporte MVA
500	1068	4	2850
220-230	9328	70	Aprox. 16000
	10396	74	18850

Fuente: ISA

Las limitaciones en el transporte constituyen en la práctica un cuello de botella para la deseada competencia entre proveedores; las restricciones que presentan las actuales redes de transmisión y distribución originan que generaciones de ciertas zonas no puedan ser reemplazadas por recursos más baratos. El actual programa de expansión (1997-2001) conlleva la construcción de 829 kilómetros de líneas a 230 kV y 534 kilómetros de líneas a 500 kV. Si la orientación es favorecer el crecimiento en generación térmica, ¿ Cuál combustible debe ser el prioritario? ¿Carbón? ¿Gas Natural? ¿Dónde se instalarán o mejor se deben instalar tales nuevas unidades? ¿Cuál sistema de transporte/transmisión se debe ampliar o construir? Son preguntas que requieren una visión de conjunto para tener una respuesta económica, técnica y ambientalmente óptima. Igualmente, se debe orientar el tipo de tecnología para favorecer el uso eficiente de los recursos: no parece conveniente seguir dejando al inversionista que por ejemplo construya plantas a gas sin utilizar el ciclo combinado por ejemplo.

11.2.3. El mercado mayorista de la electricidad. En la década que termina el país adelantó la reforma más importante en el subsector eléctrico al introducir la competencia como mecanismo para inducir eficiencia económica, reforma indispensable para adelantar los procesos de privatización de las empresas del sector y no caer en otro monopolio, e incentivar la participación del capital privado en las inversiones de expansión requerida.

Para la consecución de este objetivo de competencia a nivel de la generación eléctrica, la reforma al sistema introducida en las leyes 142 y 143 de 1994, creó el Mercado Mayorista; se estableció el libre acceso a las redes de transporte de electricidad y la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) restringió la integración vertical en la industria al imponer límites en la propiedad y en la participación en la oferta y la demanda en el denominado Sistema Interconectado Nacional.

Hasta 1992, prácticamente toda la generación eléctrica del país fue producida por empresas oficiales. Con motivo de la gran crisis del racionamiento eléctrico del período 1992-1993 (demanda no atendida en 1992 de 4183 GWh, equivalente al 13.9% de la demanda de energía ajustada, y de 973 GWh de demanda no atendida en 1993, equivalente al 2,6% de la demanda de energía ajustada), el gobierno expidió normas temporales que buscaban incentivar la generación privada. Las ventas de activos estatales de generación comenzaron a partir de finales de 1996.

El Mercado y los distintos agentes económicos. La CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), definió los alcances del mercado mayorista de la electricidad y estableció dos grandes espacios para realizar las transacciones mayoristas:

- El Mercado Mayorista
- El Mercado Libre

En el Mercado Mayorista participan como compradores y vendedores, los agentes autorizados por la ley para desarrollar actividades económicas propias de la industria eléctrica como la generación, la comercialización mayorista y el transporte mayorista; posee dos mecanismos: El Mercado de Contratos a Término ó Mercado de Largo Plazo y la Bolsa de Energía o Mercado de Corto Plazo. En el Mercado Libre participan como compradores los grandes consumidores y como vendedores sus proveedores de electricidad.

En el Mercado Mayorista los compradores y vendedores realizan las transacciones mayoristas y los servicios de transmisión nacional y regional, y de distribución local los prestan las empresas de Transmisión y Distribución. En este mercado se transa toda la demanda nacional interconectada de energía eléctrica, a través de los mercados de corto y largo plazo.

Las Empresas de Servicios Públicos, son las entidades autorizadas por la ley para realizar la explotación comercial de las actividades en el mercado mayorista. El rol comercial de los generadores es vender energía en el mercado mayorista; sin embargo, pueden asumir el papel de compradores. A su vez, los comercializadores compran la energía y la venden a los consumidores finales bien sean regulados o libres, o a otros agentes del mercado mayorista.

Los transportadores son las empresas de transición del Sistema de Transmisión Nacional –STN- , a quienes la ley les tiene prohibido participar en la comercialización y generación de la energía eléctrica.

Los distribuidores son las empresas propietarias de redes de distribución y son comercializadores en el mercado mayorista.

Las empresas generadoras no pueden tener más del 25% del capital de una empresa distribuidora y viceversa. Así mismo, existe el límite del 25% en la concentración de la generación, de la comercialización y de la distribución.

11.2.4. La Electricidad y El Plan Nacional de Desarrollo. La ley 508 del 29 de julio de 1999, por medio del cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo, para los años 1999-2002, en su artículo 4º, Descripción de los principales programas de Inversión, ordinal 14.2.1., trata el tema de la electricidad el cual se transcribe para una completa ilustración de que se espera en los próximos años en este campo.

"14.2.1. Electricidad. Las acciones del Gobierno Nacional en el sector eléctrico están orientadas a consolidar el marco regulatorio existente, fomentar la participación de nuevos agentes en el mercado, incrementar la cobertura de energía en zonas rurales - con énfasis en los nuevos departamentos - y solucionar los problemas de administración de las empresas estatales que amenacen la integralidad física del sistema.

14.2.1.1. Generación eléctrica. Con el fin de incrementar la confiabilidad y solidez del sistema, se espera aumentar la capacidad instalada, a través de recursos hídricos y térmicos a un total de 14,389 MW, en el año 2000.

Además de los proyectos previstos para entrar en operación en el 2002, se considerará la realización de otros proyectos que entrarán a reforzar la generación futura del país, dando preferencia al desarrollo de aquellos proyectos hidroeléctricos, térmicos y geotérmicos que sean de mínima afectación ambiental, viables financieramente, económicamente competitivos y que por su localización se conviertan en polo de desarrollo de las regiones más deprimidas. En especial, se dará preferencia a aquellos proyectos que permitan viabilizar los propósitos de desarrollo regional y nacional previstos en el Programa de Bosques del Plan Nacional de Desarrollo.

14.2.1.2. Transmisión Eléctrica. Con el objetivo que el sector de la transmisión opere bajo condiciones de competencia, y se aseguren las obras de transmisión de forma tal que se garantice calidad, continuidad y seguridad, minimizando el sobrecosto operativo por las restricciones y pérdidas por el sistema, se iniciarán convocatorias públicas para el diseño, operación y construcción de las mismas. Para el año 2002 se tendrán 1.931 KM de líneas de transmisión adicionales.

14.2.1.3. Uso Racional y Eficiente de la Energía. El objetivo de las políticas gubernamentales en materia de uso racional y eficiente de la energía está encaminado a lograr la eficiencia en el consumo energético en el país, sustituir las fuentes de energía eléctrica no adecuadas al uso final y optimizar la conversión de energéticos, para lo cual se fortalecerá el programa de sustitución de gasolina por gas combustible en transporte vehicular, se crearán las facilidades financieras, tecnológicas y regulatorias para aprovechar el potencial de cogeneración y se desarrollarán metodologías de ahorro en los subsectores más representativos de la industria.

14.2.1.4. Zonas No Interconectadas -ZNI-. Corresponden a aquellas áreas del país que no reciben servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se establecerá un Plan de Energización en las ZNI, acorde con las necesidades y potencial energético de las regiones y se incrementará la cobertura en zonas rurales y aisladas. Finalmente se implementará y consolidará un esquema apropiado que aporte soluciones energéticas integrales y en lo posible autosostenibles para las ZNI.

14.2.1.5. Subsidios. Se extiende el período de desmonte de los subsidios superiores a los autorizados por la Ley 142 de 1994 (extralegales), para el servicio público de energía y se instrumentarán operativa y financieramente los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos para energía y gas, lo cual permitirá incrementar la cobertura de los servicios y mejorar la calidad de vida de los habitantes.

11.3. EL CARBÓN MINERAL

En el país existen alrededor de mil novecientas minas de carbón, de las cuales sólo unas cincuenta corresponden a gran (5) y mediana (45) minería y el resto es pequeña minería.

En 1998 la producción total alcanzó los 33.8 millones de toneladas, de las cuales 32.3 millones correspondieron a carbón térmico y 1.5 millones a carbón metalúrgico. En el mismo año las exportaciones alcanzaron los 30 millones de toneladas de las cuales 29.4 millones correspondieron a carbón térmico.

El mayor aporte de la producción de carbón térmico lo hizo la Guajira (61.4%) con los proyectos de Cerrejón Zona Norte (48.0% del total nacional), Glencore-Prodeco (9.8%) y Carbones Colombianos del Cerrejón (3.7%); y el departamento del César (28.8%), con los proyectos de la Loma de Drummond (18.8% del total nacional), Carbones del Caribe (4.3%),Carboandes (3.4%) y el Consorcio Minero Unido (2.2%). Los departamentos de Córdoba, Antioquia, Boyacá, Cundinamarca, Norte de Santander, Valle del Cauca y Cauca, aportaron en conjunto el 9.7% de la producción; el más alto, Boyacá con 782 mil toneladas equivalentes al 2.4% del total nacional.

De otra parte, el carbón metalúrgico, se produjo en los departamentos de Boyacá, Norte de Santander y Cundinamarca, en proporciones similares (513, 520 y 425 mil toneladas respectivamente).

En el siguiente cuadro se indica el consumo nacional de carbón por regiones.

Cuadro 59. Consumo Nacional Histórico de Carbón Mineral.

Año	Antioquia	Boyacá	Cundinamarca	Norte de Santander	Valle del Cauca	Costa Atlántica	Resto del país	Total país
1980	598	1348	978	109	829	8	224	4094
1981	593	1268	1166	111	815	8	235	4196
1982	582	1190	1353	117	775	39	237	4293
1983	569	1302	1329	123	754	151	263	4491
1984	580	1316	1277	209	814	106	248	4550
1985	655	1246	1194	390	752	78	269	4584
1986	730	1310	1152	375	668	71	239	4545
1987	773	1365	1007	426	747	133	247	4698
1988	764	1274	1003	462	756	108	251	4618
1989	754	1338	1112	464	806	96	251	4821
1990	733	1314	1034	421	877	132	266	4777
1991	722	1348	1025	428	967	189	248	4947
1992	759	1540	1100	567	1002	340	254	5562
1993	786	1491	1102	503	1015	482	336	5715
1994	790	1272	1078	426	1205	352	353	5476
1995	698	1191	1156	416	1022	285	370	5198
1996	780	882	892	371	878	284	355	4445
1997	726	1168	954	350	865	239	346	4648
1998	692	973	743	470	936	212	300	4325

Fuente: Minercol

Si se mira el consumo por sectores, tenemos la siguiente situación (año 1998)

Cuadro 60. Consumo de Carbón por Sectores.

Sector	Miles de Toneladas	%
Eléctrico	1017	23.5
Cementero	913	21.1
Auto y cogeneración	525	12.1
Metalúrgico	458	10.6
Ladrilleras	423	9.8
Papel	252	5.8
Alimentos y bebidas	245	5.7
Textiles	121	2.8
Residencial	116	2.7
Otros	255	5.9
Total	4325	100.0

Fuente: Minercol

11.3.1 El Futuro Inmediato. Una decisión de gran importancia que tendrá efecto positivo es el crecimiento de la producción nacional se refiere al acuerdo en el marco del contacto del Cerrejón zona Norte.

Con el fin de permitir el acceso de terceros a la infraestructura de transporte y embarque del complejo carbonífero El Cerrejón Zona Norte, vincular capital privado a la participación de Carbocol, aumentar la producción de carbón, expandir la estructura del complejo y prorrogar el término de duración del contrato de Asociación; La Nación, Carbocol e Intercor, firmaron un acuerdo el 22 de mayo de 1998, que en términos generales estableció:

- Extensión del contrato de Asociación por veinticinco años a partir del 26 de febrero del año 2009.
- Permitir el acceso a la infraestructura de transporte y embarque a terceros, conservando Intercor su condición de operador.
- Expandir la infraestructura de transporte y embarque en Puerto Bolívar, para aumentar la capacidad actual a 17 millones de toneladas de carbón anuales hasta alcanzar la capacidad de 36 millones de toneladas de carbón anuales. Los volúmenes de expansión de la mina y de la infraestructura de transporte y embarque de carbón señalados no constituyen límites máximos.
- Se reconoce la posibilidad que tienen La Nación, Carbocol, para ceder total o parcialmente, en cualquier momento, la posición contractual de Carbocol como asociado en el contrato de Asociación.

El Carbón en el Plan de Desarrollo 1999-2002:. En el Plan Nacional de Desarrollo, Ley 508 de 1999, aparecen las siguientes menciones particulares con respecto a la minería y carbón:

- Artículo 4º, ordinales 14.2.3.1 y siguientes
- Artículo 75
- Artículo 76
- Artículo 77

Cuyos textos son los siguientes:

Artículo 4.

14.2.3.1 Exploración Básica en minería. *Las actividades de prospección y exploración básica desarrolladas por INGEOMINAS, incrementarán el nivel de cobertura del conocimiento geocientífico del territorio nacional. Esto con el propósito de medir los riesgos geológicos, de tal forma que se incentive la inversión privada en las actividades de exploración y explotación minera.*

El Gobierno buscará canalizar los recursos de regalías para el fomento de la minería, a través de INGEOMINAS y la Empresa Nacional Minera Ltda.

14.2.3.2 Explotación de Minerales. *Se incrementará la explotación de minerales; en particular el Complejo Cerrejón Zona Norte adelantará inversiones en la adecuación de nuevas áreas de minería, así como las inversiones dirigidas a desarrollar la infraestructura de transporte que permita el adecuado acceso a nuevas áreas mineras, infraestructura de energía y el programa de reposición de equipos. A partir del año 2000 se espera que las inversiones sean en su totalidad asumidas por el sector privado, con la enajenación de los intereses de la Nación en el Complejo Cerrejón Zona Norte.*

14.2.3.3. Promoción y administración *Con el fin de fortalecer técnicamente los agentes productores mineros, se estructurará una matriz de capacitación técnica en las actividades de exploración y explotación de la minería informal, mediante programas ambientales,operativos y empresariales. Esta matriz estará en cabeza de la Empresa Nacional Minera Ltda., y contribuirá a resolver las limitaciones en la comercialización y transformación de los minerales, factores críticos para lograr la competitividad del sector y permitir el desarrollo económico y social de las regiones más deprimidas.*

14.2.3.4. Promoción de proyectos de carbón coquizable *.Con el fin de aprovechar el potencial de carbón coquizable del país, el Gobierno Nacional propenderá por el desarrollo de proyectos de iniciativa privada, preferiblemente en zonas portuarias, para la producción de coque metalúrgico, encaminados a la exportación del material o para uso siderúrgico.*

"ARTÍCULO 75. Recursos para el Sector Minero. Los recursos públicos destinados al sector minero, dentro de los cuales se encuentran recursos del Fondo Nacional de Regalías, deberán ser canalizados a través de la Empresa Nacional Minera Limitada y del Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química, INGEOMINAS.

PARÁGRAFO. Los recursos de que trata este artículo serán girados en forma mensual a las entidades receptoras, previa aprobación de los proyectos por parte de la Comisión Nacional de Regalías –CNR-. El giro se hará en los primeros diez (10) días de cada mes y su monto será el valor total recaudado por el fondo en el mes inmediatamente anterior multiplicado por el porcentaje que le corresponde a estas entidades. En el primer giro de la vigencia se debe incluir el monto correspondiente a los meses transcurridos entre el inicio de la vigencia y el primer giro efectivo.

ARTÍCULO 76. Destinación de los Recursos de Regalías Asignados al Fomento de la Minería. La destinación y distribución de los recursos de regalías asignados al fomento de la minería quedará así:

- *El cien por ciento (100%) de los recursos anuales destinados al fomento de la minería, deberán invertirse para la promoción de la minería, en la elaboración de estudios y realización de labores de prospección, exploración, diseño, promoción, supervisión y ejecución de proyectos mineros, aprobados y canalizados a través de las entidades nacionales a las cuales la ley o el Ministerio de Minas y Energía les asigne dicha competencia.*

- *El treinta por ciento (30%) de dichos recursos serán administrados por el Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química, INGEOMINAS y el setenta por ciento (70%) restante por la Empresa Nacional Minera Limitada, quienes lo distribuirán dE acuerdo con las prioridades del Gobierno Nacional y las necesidades de desarrollo de los tres subsectores mineros a saber: metales y piedras preciosas, minerales y materiales industriales y minerales energéticos.*

ARTÍCULO 77. Infraestructura de Transporte y Embarque para el Subsector Carbón. Para asegurar el uso eficiente de las instalaciones portuarias y promover el desarrollo de proyectos carboníferos, el Gobierno Nacional podrá adoptar las medidas y mecanismos necesarios a fin de estimular y lograr que la infraestructura e instalaciones portuarias privadas, de uso público o de uso privado, puedan ser usadas por terceros productores de carbón.

PARÁGRAFO. Para este efecto, la Superintendencia de Puertos podrá otorgar directamente nuevas concesiones o prorrogar las concesiones portuarias otorgadas a los actuales concesionarios, en los términos y condiciones que señale el Gobierno Nacional.".

12. ASPECTOS ENERGÉTICOS AMBIENTALES Y LEGALES

12.1 EL TEMA AMBIENTAL

La gestión medioambiental no es una idea nueva, de la segunda mitad de este siglo. Sin embargo, sólo en esta última década, se ha comenzado a abordar de manera sistemática: la norma británica BS 7750 fue publicada por primera vez por la British Standard Institution en 1992. Desde entonces, el concepto básico de Sistema de Gestión Medioambiental ha sido recogido en el Reglamento Comunitario de Ecogestión y Ecoauditoría, así como por la Organización Internacional de Normalización en el borrador de la norma ISO/CD 14001 [27].

La creciente preocupación pública e institucional por el medio ambiente, desarrollada con más fuerza después de la segunda guerra mundial, tiene su origen en un conjunto de asuntos, accidentes, incidentes e iniciativas gubernamentales e internacionales, publicaciones influyentes y últimamente la activa manifestación de ONG's. Es un hecho irreversible el cambio de actitud de la industria y el comercio ante el tema: de una postura inicial defensiva, han pasado a la aceptación, y de ahí a reconocer la necesidad de una política de honestidad medioambiental, en una posición proactiva, como requisito básico para la supervivencia y el éxito empresarial; hoy en día la gestión medioambiental corre paralela con la gestión de la calidad en el ámbito empresarial en el cual tener una certificación no es ventaja competitiva pero no tenerla sí es una desventaja ante la competencia; las norma ISO 9000 y 14000 forman parte integral del lenguaje gerencial: en un mundo globalizado donde exportar es esencial, el tener certificación es parte del pasaporte comercial.

A pesar de que la preocupación social por el medio ambiente fluctúa en función de los niveles de desarrollo de los países y de circunstancias económicas particulares, es evidente el peso y la importancia del tema y la valoración social y de la comunidad internacional de las cuestiones medioambientales estimulados, entre otros factores, por los siguientes:

[27] HUNT DAVID Y JOHNSON CATHERINE, "Sistema de Gestión Medioambiental" Bogotá 1998 Serie McGraw Hill de Management

- Evidencias científicas concretas que demuestran daños al medio ambiente, tales como daño en la capa de ozono y su efecto en la salud humana, desaparición de especies de flora y fauna, crecimiento de los desiertos, cambios en el régimen de lluvias, acidificación de suelos, etc.

- Mayor conciencia social respecto a la conservación del medio ambiente como compromiso social y visión de futuro que promueve el reciclaje y mejor utilización de bienes y servicios.

- El temor al colapso después de accidentes como el del Exxon Valdés y el de Chernobyl, entre otros.

- Medidas cada vez más rigurosas para el control ambiental y el costo económico por no prevenir. El principio "el que contamina paga" no sólo se aplica para la sanción o multa sino que forma parte de la tendencia a regular mediante impuestos y tasas retributivas.

- El creciente énfasis del sistema educativo en el tema medioambiental.

- Progresivas restricciones o barreras comerciales a productos de países "no comprometidos" con la protección al medio ambiente bajo la consideración de que la naturaleza es una sola y los vientos, los ríos y los mares no conocen de fronteras territoriales. Los acuerdos binacionales y multinacionales de prevención y lucha conjunta ante siniestros son manifestaciones de la internacionalización del tema.

- Las recientes Cumbres Internacionales (¿causa? ¿efecto?) de Río y de Kioto y los acuerdos internacionales como el protocolo de Montreal (eliminación de los Compuestos Cloro Flúor Carbonados - CFC's-) que publicitan el problema y discuten la solución.

12.1.1. ¿Qué ha ocurrido?. El actuar del hombre sobre su medio ambiente no es gratuito; por lo tanto debe orientar acciones preventivas y correctivas para mitigar este impacto.

En sus comienzos, el ser humano era cazador y recolector nómada. Este modo de vida propició la extensión de la humanidad por la tierra. Los efectos medioambientales de la caza y recolección afectaban a las presas de los cazadores, es decir, a la extinción de especies, pero debido a la baja densidad de población y lo rudimentario de la tecnología de que disponían los primeros humanos, el fenómeno era de baja intensidad.

Cuando el hombre efectuó la primera gran transición en el modo de vida al desarrollar la agricultura hace aproximadamente 10.000 años y estableció los primeros emplazamientos sedentarios, en forma paralela acelera su impacto negativo en el medio ambiente: a la expansión de la agricultura acompañó la deforestación, no sólo para obtener tierras cultivables, sino que también porque requería de la madera como material de construcción y como combustible, ¡ y no resembraba!. El texto citado de D. Hunt y C. Johnson "Sistemas de Gestión Medioambiental" trae un comentario bien interesante:

"Los antiguos griegos comprendieron los problemas que podían derivarse de la deforestación, el excesivo pastoreo y la erosión del suelo. Platón escribió " Lo que ahora queda, comparado con lo que existió entonces es como el esqueleto de un hombre enfermo, toda la tierra gorda y suave tras ser devastada, y sólo quedando el desnudo esqueleto de la tierra ... Hay algunas montañas que ahora no tienen nada más que comida para las abejas, pero ellas tuvieron árboles no hace mucho tiempo".

Estos autores señalan que *"desde la Prehistoria hasta la Edad Media, la visión triunfante del medio ambiente estuvo más determinada por la religión, la superstición y las enseñanzas de la Iglesia que por el entendimiento racional. Nuestros antecesores eran en su mayor parte ignorantes de lo que hoy en día podríamos llamar ciencias del medio ambiente. En el siglo XVII se avanzó notablemente en el conocimiento y la comprensión general de la naturaleza, sobre todo en física, química, botánica y anatomía. La Royal Society of London fue fundada en esa época. Estos avances en el conocimiento permitieron justificar una visión del mundo como un sistema mecánico que existía con el objetivo de ser explotado – en oposición al concepto de "administrado" – por el hombre ... En cualquier caso, mucha gente ilustrada pudo advertir la existencia de impactos medioambientales como consecuencia de tal explotación ..."*

"En Gran Bretaña se quemó carbón desde el siglo XII y pronto se reconoció como causante de los problemas de contaminación. La reina Eleanor visitó Nottingham en 1257, y encontró el aire tan lleno de carbonilla que se fue inmediatamente, temiendo por su salud. En Londres, el problema del humo era tan severo que una Comisión se encargó de investigarlo en 1285. En 1306 se prohibió el uso de un tipo de carbón denominado sea coal, aunque tal prohibición parece haber sido ignorada".

"Muchas comunidades dependían del suministro compartido de agua, ya fuera de un pozo o un arroyo, y los registros de la época muestran que la calidad del suministro de agua estaba regulada para beneficio de todos. La historia del pueblo de Foxton, en Cambridgeshire, que contaba únicamente con un arroyo compartido, muestra los siguientes ejemplos:

1492 John Everard, carnicero, permitió que su estercolero desaguase en el arroyo común del pueblo, con serio perjuicio para los habitantes; multado con 4d; penado con 10 s.>>

En 1562 se ordena a todos los habitantes que en lo sucesivo no pueden permitir el desagüe de sus aguas residuales ni de sus pozos negros antes de las ocho de la noche, bajo penalización de << 12 d.>>.

Comentar que cualquier parecido, 500 años más delante de "civilización", con la realidad que viven muchas comunidades es más que desconocer la historia y de acentuar el sentido depredador del hombre.

La revolución industrial y el uso de la máquina de vapor (equipo revolucionario en la época que permitía obtener energía a partir de vapor de agua en fábricas, ferrocarriles y barcos – industria y transporte -) requiere más producción de carbón. El creciente

desarrollo industrial e incremento en el uso de la electricidad demandan aún más cantidad del recurso energético así como de mano de obra llevando consigo el crecimiento y la expansión de la población urbana que provoca en la Gran Bretaña un movimiento orientado hacia la preocupación por el medio ambiente: en 1865 se formó el primer grupo ecologista: la Sociedad para la Conservación del Campo, Espacios Abiertos y Senderos.

El problema de la contaminación atmosférica se acentúa con el crecimiento de la industria; en 1862 el periódico The Times hablando de la contaminación del aire por ácido clorhídrico decía " zonas enteras de la campiña, antes tan fértiles como el condado de Devon, han sido barridas por un soplo mortal que las ha convertido en algo tan árido como las riberas del Mar Muerto". Sin embargo, ya se conocía la tecnología para controlar estas emisiones.

El aumento de población y de los vertidos o desechos industriales y el humo de las chimeneas domésticas y de las emisiones de la industria parecen ser el precio ambiental del crecimiento económico.

La primera mitad del siglo XX continúa dando pruebas del daño a gran escala que las tecnologías modernas causan al medio ambiente incluyendo por supuesto en estas tecnologías las prácticas agrícolas a pesar de que a finales del siglo XIX ya se reconocía a la ecología como la ciencia que estudia las interacciones entre los organismos y su entorno.

El libro "Sistemas de Gestión Medioambiental" trae algunos hitos significativos en el desarrollo de la conciencia medioambiental en esta segunda parte del siglo XX:

1950-1960	Envenenamiento por mercurio de Minamata, Japón.
1952	El smog de Londres causa 4.000 muertos.
1957	Incendio en el reactor nuclear de Windscale.
1962	Publicación de "La Primavera Silenciosa" de R. Carson.
1967	Desastre del petrolero Torrey Canyon cerca de las Islas Scilly.
1968	Publicación de "La bomba de la población" de Paul Ehrlich.
1970	Creación de la Environmental Protection Agency de los Estados Unidos.
1970	Año Europeo de la Conservación
1972	Publicación de "Los límites del Crecimiento"
1972	Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente Humano, en Estocolmo.
1972	La Comunidad Europea decide adoptar una política medioambiental
1976	Publicación de "La cuestión de la energía" de Gerald Foley
1979	Riesgo de fusión en la central nuclear de Three Mile Island de los Estados Unidos
1980	Estados Unidos establece el superfondo tras el incidente de Love Canal.
1982	Se acuerda una moratoria de 10 años en la comercialización de carne de ballena

1984	Accidente mortal de más de dos mil personas en la planta de Unión Carbide en Bhopal, India
1985	El barco Rainbow Warrior es volado por agentes de la inteligencia francesa
1985	La población mundial sobrepasa los 5.000 millones (¡en 1999 se celebró el habitante número 6.000 millones!) .
1986	Desastre en la central nuclear de Chernobyl, Ucrania.
1986	Comienza a comercializarse la gasolina sin plomo en Gran Bretaña.
1987	Se publica "Our Common Future" de Gro Harlem Brundtland
1988	Publicación de la "Guía del Consumidor Verde".
1989	Accidente del petrolero Exxon Valdez en Alaska
1990	Se multa a la compañía Shell con un millón de libras por contaminación petrolífera en Mersey
1992	Publicación de la norma británica BS 7750 sobre Sistema de Gestión Medioambiental
1992	Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y Desarrollo en Río de Janeiro
1993	Accidente del petrolero Mar Egeo en el Puerto de La Coruña, España.
1993	Accidente del petrolero Braer en el Reino Unido.
1997	II Cumbre de la Tierra efectuada en el mes de Junio en la Sede de las Naciones Unidas.
1997	Reunión en Kioto, Japón sobre el Medio Ambiente con participación de delegaciones gubernamentales de todo el planeta. Se llegó a un acuerdo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera
1998	Durante la Expo "Los Océanos" celebrada en Lisboa, Portugal, se presentó un informe a las Naciones Unidas con la Propuesta de que se establezca un acuerdo internacional para limitar las acciones aisladas de las naciones en contra de los océanos.

Economistas y Ecologistas. El Almanaque Mundial 1995 trae el siguiente comentario sobre este tema:

> *"Las palabras economía y ecología tienen una raíz común (Oikos, que significa casa) pero hoy día comparten más que eso. Economistas y ecólogos han unido esfuerzos para estimar el valor anual de los servicios que nos proporcionan los ecosistemas del planeta. Según los cálculos de este grupo de investigadores, el valor económico de los servicios proporcionados por la biosfera podría ser de alrededor de unos 33 trillones de dólares por año. La mayor parte de los servicios que los investigadores pudieron identificar se encuentran fuera del actual sistema de mercado".*

12.1.3. Energía, Población y Ambiente. Los gobiernos de los países de la cuenca subandina (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guayana, Paraguay, Perú, Suriname y Venezuela) lideran el primer proyecto mundial en el cual un solo lenguaje se recopilarán las leyes, normas y procedimientos para la exploración y producción de hidrocarburos en zonas donde estén ubicados grupos indígenas.

Estos once países con el auspicio del Banco Mundial y de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade) trabajan en las consideraciones ambientales y sociales de las actividades hidrocarburíferas en el proyecto Energía, Población y Medio Ambiente para las áreas sensibles de su región.

El proyecto realizó su tercera reunión este año en la ciudad de Cartagena e interrogado el Sr. Eleodoro Mayorga, economista peruano de la división petróleo y gas del Banco Mundial sobre la presencia del Banco en tal reunión , manifestó:

"Hoy en día no se concibe llevar adelante proyectos importantes en los cuales se tengan poblaciones y existan de por medio ambientes delicados, sin que estos problemas no sean resueltos claramente y por adelantado en un contexto de armonía social. Es un riesgo muy grande para los inversionistas y para las instituciones financieras llevar adelante esos proyectos sin que esta fase se dé. Por eso propiciamos no sólo desde el punto de vista de la región, sino de los ámbitos nacionales, que se tengan en cuenta todas las cosas que deben cumplirse para que esa armonía se busque, se consiga y se mantenga".

Ya se está viendo que el tema medioambiental empieza a tratarse en conjunto con el de derechos humanos y en forma más particular al hablar de energía.

12.1.4. Desarrollo Sostenible. Como lo afirma Daniel Yergin en su libro "La historia del petróleo", [28] "La nueva agenda medioambiental difícilmente se aprobará sin mantener duras luchas sobre la precisión de la ciencia y sus predicciones, la extensión de los riesgos, los remedios apropiados y sus costos. Aunque existe un sentimiento generalizado de que la mejora medioambiental es esencialmente "gratis", simplemente una cuestión de aplicación de normas, este no parece ser realmente el caso. Tal vez, y solamente tal vez, todo esto puede señalar inevitablemente hacia una nueva dirección en la sociedad industrial, y a una solución beneficiosa de los conflictos entre la energía y el medio ambiente. La innovación responde a la necesidad, si se cuidan adecuadamente, la investigación y la tecnología responderán a los imperativos medioambientales y energéticos" . Se debe extrapolar este supuesto de energía – ambiente a desarrollo – ambiente pues la sociedad moderna busca tanto seguridad como desarrollo económico y vivencia de los valores medioambientales, y siente la responsabilidad de equilibrar el "hoy" con "el mañana".

Recientemente se ha intentado alcanzar la solución a la relación requerida entre la humanidad y el medio ambiente a través del desarrollo sostenible. Se señala la "sustentabilidad como la preocupación por mantener y mejorar nuestro hábitat natural para las generaciones presentes y futuras y el tema del desarrollo económico como un medio para la "sustentabilidad". Pero como lo expresa José Vicente Zapata en su libro "El Desarrollo Sostenible"[29] este no puede ser entendido a través de una sola perspectiva. Este requiere un enfoque multidisciplinario y ecléctico. En otras palabras, sería incorrecto limitar el concepto a una de sus dimensiones (e.g. la económica), cuando la naturaleza no permite un enfoque limitado. Las decisiones no siempre pueden ser tomadas basándose en un simple análisis costo – beneficio, sino que se deben tener en cuenta los aspectos morales y sociales. Por ejemplo, el desarrollo sostenible involucra la preservación de ciertos valores fundamentales como la justicia y la honestidad, para que las generaciones presentes y futuras estén en condiciones de satisfacer sus necesidades y aspiraciones".

[28] YERGIN Daniel ."La historia del petróleo" obra citada.
[29] ZAPATA WGO. José Vicente. "Desarrollo Sostenible". Ediciones Librería del Profesional. Bogotá. 1997.

La Declaración de Río sobre el medio ambiente y desarrollo enunció varios principios que soportan el concepto de desarrollo sostenible, algunos de ellos son:

- El derecho a una vida saludable y productiva en armonía con la naturaleza.
- El derecho soberano de los estados de explotar sus propios recursos conforme a sus propias políticas ambientales al tiempo que se asegure que las actividades dentro de su jurisdicción o control no causen daño al medio ambiente de otros estados o de áreas más allá de los límites de jurisdicción nacional.
- La obligación de conservar y proteger el medio ambiente para las generaciones presentes y futuras.
- La erradicación de la pobreza.
- La obligación de cooperación entre estados con problemas ambientales.
- La necesidad de obligaciones comunes pero diferenciales.
- El que contamina paga.
- Evaluación previa del posible impacto ambiental de actividades con la potencialidad para afectar el medio ambiente.

La Comisión Mundial del Medio Ambiente y Desarrollo (WCED) en su informe Our Common Future (Nuestro Futuro Común), en 1987 había definido [30] "*sustainable development seeks to meet the needs and aspirations of the present generation without compromising the ability to meet those of the future. Far from requiring cessation of economic growth, it recognizes that the problems of poverty and underdevelopment cannot be solved unless we have a new era of growth in which developing countries play a large role and reap large benefits ... No single blueprint for sustainability will be found, as economic and social systems and ecological conditions differ widely among countries. Each nation will have to work out its own concrete policy implications. Yet irrespective of these differences, sustainable development should be seen as a global objective*"

[30] "El desarrollo sostenible aspira a satisfacer las necesidades y aspiraciones de la actual generación sin comprometer la habilidad para llenar aquellas del futuro. Lejos de requerir el cese del crecimiento económico reconoce que los problemas de pobreza y subdesarrollo no pueden ser resueltos a menos que tengamos una nueva era de crecimiento en la que los países en vía de desarrollo jueguen un papel importante y obtengan grandes beneficios... No se encontrará un solo cianotipo de sustentabilidad, puesto que los sistemas económico y social así como las condiciones ecológicas difieren ampliamente entre los países. Aún prescindiendo de estas diferencias, el desarrollo sostenible debe ser visto como un objetivo global".

El Dr. Zapata Lugo en su estudio del Marco para la Ley Internacional sobre el Medio Ambiente señala tres dimensiones fundamentales del desarrollo sostenible e identifica 15 principios componentes. Afirma que la dinámica interacción de estos principios en y a través de las tres dimensiones (la ecológica, la económica y la ética) del desarrollo sostenible, es lo que finalmente protegerá el medio ambiente. Las dimensiones y los principios asociados a estas dimensiones son:

Dimensión Ambiental

- Principio de la cooperación ambiental
- Principio de la supervisión ambiental continua
- Principio de la valoración del impacto ambiental
- Principio de la información anticipada y a tiempo
- Principio de la preservación
- Principio de la utilización equitativa de los recursos
- Principio 21 de la Declaración de Estocolmo (el derecho soberano de los estados a explotar sus propios recursos).
- Principio de la pronta y efectiva notificación de emergencias ambientales.

Dimensión Económica

- Principio del que contamina paga.

Dimensión Ética

- Principio del derecho a un medio ambiente saludable.
- Principio de la equidad intergeneracional
- Principio de la abolición de la pobreza
- Principio de las obligaciones comunes pero diferenciadas
- Principio de la no discriminación
- Principio de la solución pacífica a las disputas ambientales.

12.2. ASPECTOS LEGALES DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN COLOMBIA

La regulación jurídica alrededor de la Energía tiene un marco legislativo dado por la ley 142 de 1994 que permite a los particulares acceder a la prestación de los servicios públicos domiciliarios,(energía eléctrica, gas, agua potable, telefonía local y larga distancia y aseo) y además crea las comisiones de regulación encargadas de ejercer el control legal y la supervisión en la prestación de cada servicio.

La Energía eléctrica tiene una legislación propia dada por la ley 143 de 1994 que busca definir un esquema técnico y comercial para los agentes que a partir de la ley intervengan en la prestación del servicio debiendo constituirse como: Generadores, Transportadores, Comercializadores y distribuidores independientes sin perjuicio de que los actuales prestadores continúen prestando el servicio como están actualmente organizados.

Regulación en Hidrocarburos. La legislación en materia de Hidrocarburos tiene su fundamento en que todo recurso natural no renovable es del Estado y por tanto su explotación solo la puede autorizar el mismo gobierno, por ello el mecanismo utilizado es la celebración de contratos de asociación para la exploración y explotación de petróleo o gas, contratos estos que vienen sufriendo modificaciones para reducir la participación estatal e incrementar la inversión de los particulares.

En materia de transporte de hidrocarburos existe una dualidad de regulación al existir la libertad de acceso para los particulares para construir oleoductos o poliductos, sin cumplir ningún requisito distinto que los ambientales, pero igualmente el Estado puede operar sus oleoductos con el deber de transportar, ellos si, el crudo de todos los explotadores.

La refinación de los hidrocarburos se realiza en forma libre, y no sólo la empresa estatal puede administrar y operar las plantas de refinación. De esta manera, cualquier asociado, tiene el derecho de construir sus plantas independientes, con la sola obligación de acceder al cumplimiento de las obligaciones ambientales.

La regulación tributaria y cambiaria del tema de los hidrocarburos, tuvo su mayor modificación con la reforma tributaria de 1998, permitiendo que las empresas del sector y explotadoras del recurso natural puedan amortizar los intangibles en cinco años y no durante todo el periodo de explotación del recurso.

Alrededor de la legislación minera, el actual esquema contempla una regulación para los proyectos de gran minería de carbón y níquel utilizando contratos de asociación con inversionistas particulares. Por ello el gobierno tiene el proyecto de reforma al código de minas buscando potenciar la investigación geológica y la exploración para áreas diferentes del carbón o el níquel.

Entorno Ambiental. Todo este sistema regulatorio esta supeditado al cumplimiento de normas ambientales contempladas en la ley 99 de 1993 y demás decretos regulatorios, que buscan que todo proyecto de exploración o explotación de recursos naturales siga los lineamientos de protección y conservación del medio ambiente. Para lo cual, todo proyecto a llevarse a cabo debe obtener la licencia ambiental y realizar los estudios

socio-ambientales para medir el impacto del proyecto en la comunidad y su entorno natural.

12.3. PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS

El paisaje energético mundial presenta una inclinación hacia tendencias que si bien hoy hacen presencia de manera un poco más que sutil, sin dar evidencias de fuerza para poder afirmar que forman parte de la estructura del sector con un posicionamiento y peso específico bien definido, sí se constituyen en hechos portadores de futuro, que deben ser tenidos en cuenta para el diseño de estrategias del sector, pues su presencia se vislumbra en crecimiento con una constante aceleración o bien simplemente de manera lenta pero armoniosa y firme .

Algunos de estos hechos y/o tendencias se relacionan a continuación:

- El progreso tecnológico en el sector de la energía más evidente en las actividades de exploración y explotación del petróleo y gas, en la generación eléctrica en las turbinas de gas, en la seguridad en los reactores nucleares, en las celdas de combustible y en el aprovechamiento de recursos energéticos no renovables, entre otros , pesará cada vez más en la oferta y compensará la característica de la relativa escasa abundancia en algunos recursos energéticos no renovables.

- El alcanzar el dominio controlado y sostenido de la fusión nuclear en próximos años que marcará un hito de fundamental importancia en el mercado de la energía.

- La mejora tecnológica y reducción de costos en la producción de combustibles sintéticos para el sector transporte. La fuente bien sea carbón, crudo pesado o gas natural, moverá la participación relativa de los recursos fósiles.

- Una clara orientación al mayor cuidado del ambiente y al logro de desarrollo sostenible, en gran medida influenciado por el control de la relación consumo de energía-economía- asentamientos humanos y paisaje – y modificaciones climáticas. Desde hace unos años (quizás desde las décadas de los setentas y los ochentas) y en particular desde la Conferencia de Río y el desastre de Chernobil, la pareja energía – medio ambiente se ve más inseparable y protagonista del desarrollo económico responsable (que dé respuesta satisfactoria al contenido y al continente y mire igualmente a las futuras generaciones), constituyéndose en uno de los ejes que aún hoy tiene una débil presencia, engrosará su tamaño hasta el punto de no ser más un desafío, sino la viga estructural que no se podrá obviar cuando de oferta y consumo de energía se trate.

- El crecimiento de la demanda de energía se prevé mayor en los países en vía de desarrollo y se espera que por lo menos una desaceleración de la misma en países más desarrollados. Acá jugará un rol muy importante el equilibrio entre el derecho a crecer económicamente y la necesidad de una conducta ambiental universal pues el equilibrio ambiental es uno y las acciones u omisiones de años repercuten en todo el planeta; por eso las Cumbres y el Derecho Internacional.

- La participación cada vez más activas de las ONG y de grupos o minorías culturales y étnicas con concepciones culturales no coincidentes con el sentido económico del desarrollo que tiene el denominado mundo occidental, en particular en aquello que se refiere a la explotación de algunos recursos y al uso de la tierra.

- Cambios en la lógica de la producción de la energía, pues se está privilegiando la integración horizontal a expensas de los esquemas de integración vertical del portafolio de servicios de las empresas del sector que las hace más dinámicas y diversificadas frente a los mercados que cada día demandan más una alta capacidad de movilidad y de respuesta del oferente.

- Modificación en la manera de comercializar energéticos y aparición de los llamados supermercados de energía, capaces de satisfacer las necesidades variadas de los consumidores, ofreciendo canastas de productos energéticos de todas las fuentes, en todas las formas y de variados precios; este modelo se logrará gracias a la interconexión de múltiples redes, de bloques regionales, de grandes rutas de gas natural como las que se visualizan interconectando por ejemplo el Caribe con Venezuela y Colombia vía América Central. En síntesis, es la tendencia a unir fortalezas corporativas en beneficio del consumidor.

- El lento crecimiento, por lo menos en el futuro cercano , de la energía nuclear y las denominadas fuentes renovables. La energía nuclear y las fuentes renovables se desarrollarán pero a un ritmo lento que no permite visualizarlas aún, ocupando posiciones protagónicas en el corto plazo. Sin embargo, estas últimas encajan en el presente en áreas de núcleos no concentrados habitacionalmente hablando.

- Se percibe estabilidad en el peso relativo de las energías fósiles para los dos próximos decenios, con un claro crecimiento de la participación del gas natural, sin olvidar que se continuará investigando sobre energías alternativas.

- Uno de los retos mayores de los próximos años es estrechar aún más la relación energía – transporte – ambiente para mejorar la eficiencia y el control de emisiones, pues el sector transporte (tierra, mar y aire en las distintas modalidades de vehículos y de servicios) es el mayor consumidor de combustibles líquidos derivados del petróleo. Acá está un potencial de investigación en diferentes campos que van desde el uso de materiales hasta el cambio de diseño de combustibles y de los motores.

- Integraciones regionales no sólo en la cooperación inter-empresarial sino verdaderas redes de gasoductos, oleoductos e interconexiones eléctricas.

- El crecimiento de número y fuerza de empresas multinacionales en el sector. No obstante las fusiones que están efectuándose hoy en día, aparecen igualmente nuevas empresas que trascienden las fronteras de su país matriz para ir a otras naciones a competir y a buscar alianzas estratégicas locales y aún regionales.

- Necesidad creciente del sector energético de incorporarse a la dinámica mundial y de estructurar un pensamiento global estratégico que facilite la dinamización de políticas de cooperación energética por bloques.

- Incremento de la presencia del inversionista privado en el sector energético y reducción por lo tanto del rol empresarial del Estado. No es sólo el fenómeno de privatización sino también del de la iniciativa en nuevos proyectos que requieren capacidad tecnológica, financiera y de gestión, más fuerte y abundante en empresas del sector privado que en entes gubernamentales. Reducir los recursos a la gestión pública en el campo propio del sector privado es la nueva alianza que en palabras del primer Ministro británico Tony Blair se traduce en "competencia hasta donde sea posible; regulación hasta donde sea necesaria".

- El mejoramiento en el uso de la energía en los distintos sectores desde el uso adecuado del mejor recurso disponible hasta la mejora en eficiencia de los equipos. Un ejemplo está en el cambio de diseño y aislantes en los equipos de refrigeración (ya cambiaron los compuestos flúorclorocarbonados por razones ambientales – capa de ozono-) y en la presentación y empaque de los alimentos para reducir su consumo de energía en un 20 – 30%. En cada industria se encuentra un gran campo de acción en el área del URE (Uso Racional de la Energía) y es plan de todos los gobiernos.

- El sector rural y en particular el de los países en vía de desarrollo es un área de oportunidad para implementar estrategias de mejoramiento energético comenzando con la drástica reducción del consumo de la leña y bagazo, hasta la oferta de soluciones particulares regionales.

- Gran oportunidad de desarrollo científico tecnológico aplicado al carbón , combustible residual y crudos pesados de la región colombiana.

- Desarrollo de la cogeneración.

- Apertura en el mercado de la energía para los distintos consumidores.

- Incremento en seguridad , manejo ambiental y salud ocupacional en el uso de los distintos recursos energéticos, así como la incorporación de los más altos estándares internacionales de calidad en todas las actividades del sector.

- Creciente incorporación del pensamiento global y estratégico que facilita dinamizar políticas así como establecer puntos de referencia (benchmarking) y sentido de cooperación y competencia (COOPETENCIA es el nuevo término).

ALGUNOS FACTORES DE CONVERSION ABREVIACIONES Y GLOSARIO DE TERMINOS

1. Prefijos indicativos de múltiplos y submúltiplos de unidades.

Prefijo	Símbolo	Equivalencia
Tera	T	10^{12}
Giga	G	10^{9}
Mega	M	10^{6}
Kilo	k	10^{3}
Mili	m	10^{-3}
micro	μ	10^{-6}
nano	n	10^{-9}
pico	p	10^{-12}
femto	f	10^{-15}
1 millardo		10^{9}

2. Factores de Conversión

- Medidas de Longitud

1 pulgada	=	2.54 centímetros				
1 pie	=	12 pulgadas	=	0.333 yardas	=	30.48 centímetros
1 yarda	=	3 pies	=	36 pulgadas	=	0.914 metros
1 milla	=	1.760 yardas	=	1.609 metros		
1 milla náutica	=	1.852 metros.				

- Medidas de superficie

1 acre	=	4,840 yardas cuadradas	=	0.405 hectáreas
1 hectárea	=	10,000 metros cuadrados		
1 claim	=	64,025 pies cuadrados.		

- Medidas de volumen

1 galón americano	=	231 pulgadas cúbicas	=	3.78533 litros
1 galón imperial	=	4.54596 litros	=	1.20 galones americanos
1 barril	=	42 galones americanos	=	158.9839 litros
1 ton de registro	=	100 pies cúbicos	=	2.83 metros cúbicos
1 metro cúbico	=	35.3147 pies cúbicos	=	6.2898 barriles

■ Medidas de peso

1 onza	=	28.35 gramos		
1 libra	=	453.59 gramos		
1 ton métrica	=	1.000 kilogramos	=	2,204.6 libras
	=	0.98421 ton largas	=	1.10231 ton cortas
1 ton inglesa ó tonelada larga	=	2.240 libras		
1 tonelada corta	=	2.000 libras		

■ Equivalente APROXIMADO en combustibles

1 tonelada de petróleo equivalente	=	7.33 barriles de petróleo
1 tonelada de petróleo equivalente	=	40 millones de B.T.U.
1 tonelada de petróleo equivalente	=	1.5 toneladas de carbón
1.000 metros cúbicos de gas natural	=	6.29 barriles de petróleo
1 pie cúbico de gas natural	=	1.000 B.T.U.
1 metro cúbico de gas natural	=	9.000 kilocalorías
1 Kwh	=	3,412 B.T.U.
1 tonelada de petróleo produce aproximadamente 4.000 kwh de electricidad en una moderna planta de potencia.		
1 Therm = 25.200 kcal	=	100.000 B.T.U.

3.- Abreviaciones.

Boe:	Barril of oil equivalent
MBD:	Millones de barriles por día
MBDC:	Millones de barriles por día calendario
Met. Ton.:	Toneladas métricas
BTU:	British Thermal Unit
GBTU/D:	Giga BTU'S por día

4. Glosario.

- **Efecto Invernadero.** Básicamente es un fenómeno **natural y global,** mediante el cual los rayos solares entran a través de la atmósfera, calientan la superficie de la tierra y parte de estos rayos son reflejados otra vez al espacio; una parte de los rayos que son reflejados son remitidos otra vez a la tierra. El efecto es global y no local, puesto que la remisión de los rayos solares a la tierra ocurre por las moléculas de los llamados gases efecto invernadero, los principales: el CO_2, el metano CH_4. Obsérvese que un vehículo cerrado expuesto al sol, su temperatura interna es mayor que la del ambiente, los vidrios dejan pasar la radiación solar de onda corta y ésta al incidir sobre los asientos y demás objetos del interior del vehículo, aumenta su longitud de onda, y se reemite como radiación infrarroja. Los vidrios son menos "transparentes" a la radiación de onda larga reemitida, que a las ondas cortas incidentes del sol. En esta forma se va acumulando calor en el interior hasta alcanzar cierto equilibrio. El anhídrido carbónico -CO_2- en la atmósfera hace el papel de vidrio en el carro o del cobertizo de polietileno en el invernadero. El CO_2 y otros gases de la atmósfera son "transparentes" a la radiación visible de la energía solar pero la tierra refleja esta energía solar en la región invisible del espectro electromagnético al cual el CO_2 no es tan "transparente". Como tema "curioso" de estudio sugiero la lectura del libro del doctor José Fernando Isaza "Un ensayo sobre perspectivas climáticas mundiales. CALENTAMIENTO O GLACIACION." Centro Las Gaviotas. Noviembre 1.983, y por supuesto el Protocolo de Kioto de diciembre de 1.997.

- **Energía Comercial.** Cualquier forma de energía vendida. El término es sinónimo de "Energía Convencional".

- **Energía Convencional.** Fuentes de energía que hasta ahora han suministrado la mayor parte de los requerimientos de la sociedad industrial moderna. Estas son: combustibles minerales (carbón mineral –incluyendo lignito y turba-, petróleo y sus derivados y gas natural); termo electricidad (generada por combustión de uno u otro de estos combustibles), electricidad generada en plantas nucleares, e hidroelectricidad. La madera, el bagazo y residuos vegetales y animales, aunque de uso extensivo en distintas regiones del planeta, no se incluyen en esta categoría, para propósitos industriales.

- **Energía de Biomasa o Combustibles de Biomasa.** Son combustibles y/o material fermentable de origen vegetal. Por ejemplo: la madera, el bagazo, el carbón vegetal, la mazorca de maíz, la cascarilla de arroz, el estiércol animal...

- **Energía Primaria.** Fuentes de energía que no han sido retransformadas. Corresponde a los combustibles minerales, la hidroelectricidad, la electricidad generada con combustible nuclear, la generada por el viento, geotérmica y solar. Generalmente no incluye madera, residuos de ésta, bagazo y uso de residuos o estiércol animal en razón a la confiabilidad del manejo de sus estadísticas.

- **Energía Renovable.** Una forma de energía cuyo suministro es parcial o totalmente regenerada en términos prácticos en el ciclo solar anual. Así, la energía solar, la energía de los vientos, la geotérmica, la de las olas, la hídrica, los combustibles de origen vegetal son considerados como renovables. Los combustibles minerales y la nuclear no se consideran en esta categoría.

- **Energía Solar.** Tecnologías que usan radiación solar para suministrar calor, forma de energía que puede ser convertida en potencia eléctrica o mecánica o directamente para generar electricidad.

- **Gasohol.** Mezcla de gasolina motor y alcohol.

- **Hidrocarburo.** Nombre genérico de las sustancias orgánicas formadas por los elementos Carbono e Hidrógeno. Se usa para designar al petróleo, el gas natural y sus derivados.

- **Pozo Exploratorio A-3.** Pozo perforado en una estructura o ambiente geológico donde aún no se ha descubierto hidrocarburo alguno.

- **Pozo Exploratorio A-1 y Pozo A-2.** Pozo perforado en una estructura o un ambiente geológico donde ya se ha(n) encontrado uno o varios yacimientos pero dadas las complejidades del subsuelo el riesgo de su perforación es mayor a si fuese un pozo de desarrollo. Estos pozos exploratorios buscan extender el yacimiento o descubrir uno nuevo en las inmediaciones.

- **Reservas Recuperables:** Es la cantidad recuperable de petróleo y/o gas de un yacimiento conocido, de acuerdo con las tecnologías existentes bajo los parámetros y condiciones económica actuales.

- **Sísmica.** Método geofísico que se fundamenta en las propiedades acústicas de los materiales rocosos y que se utiliza en las actividades exploratorias.