

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**PROYECTO TERMOCERREJON**

**CORELCA**

**VOLUMEN II**

**1977**

2330



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA  
BARRANQUILLA - COLOMBIA

## PROYECTO TERMOCERREJON

ESTUDIO FINANCIADO POR FONADE

### INFORME DE FACTIBILIDAD

GENERALIDADES Y COMBUSTIBLE BASICO PARA EL ENSANCHE TERMICO

VOLUMEN II

DICIEMBRE DE 1977



LEE E INFANTE - CONSULTORES UNIDOS - LOPEZ ARANGO INGENIEROS

VOLUMEN II

GENERALIDADES Y COMBUSTIBLE BASICO PARA  
EL ENSANCHE TERMICO

	<u>Página</u>
1. GENERALIDADES SOBRE EL DESARROLLO TERMICO	II - 1
1.1 Antecedentes del Proyecto	II - 1
1.2 Ubicación e Influencia del Proyecto	II - 4
1.3 Aspectos básicos del Proyecto	II - 6
1.3.1 Recursos para generación eléctrica en la región.	II - 6
1.3.2 Selección del tipo de Central	II - 8
1.3.3 Posibilidades de capacidad y localización	II - 16
1.3.4 Factibilidad Técnica y Económica del Proyecto.	II - 21
2. SELECCION DEL COMBUSTIBLE PARA LA CENTRAL	II - 26
2.1 Combustibles líquidos y gaseosos	II - 26
2.1.1 Aceite combustible ( fuel oil ) y ACPM	II - 26
2.1.2 Gas Natural	II - 28

	<u>Página</u>
2.2 Carbón combustible	II - 35
2.2.1 Reservas de carbón en el país	II - 35
2.2.2 Carbones de la Costa Atlántica	II - 36
2.3 Comparación económica de los combustibles	II - 53
2.3.1 Consideraciones generales	II - 53
2.3.2 Precios obtenidos para los combustibles	II - 56
2.3.3 Resumen comparativo	II - 60
3. COMBUSTIBLE BASICO : EL CARBON DEL CERREJON	II - 62
3.1 Descripción y antecedentes del yacimiento	II - 62
3.2 Evaluación geológica y reservas	II - 66
3.2.1 Geología regional	II - 66
3.2.2 Mantos de carbón	II - 70
3.2.3 Estimación de las reservas	II - 71
3.3 Características de la minería	II - 72
3.4 Calidad del carbón	II - 74
3.4.1 Generalidades	II - 75
3.4.2 Resumen de la información disponible	II - 82
3.4.3 Toma de muestras y análisis del carbón	II - 87
3.5 Desarrollo de la exploración y la explotación del yacimiento.	II - 96
3.5.1 Contrato IFI-PEABODY	II - 96
3.5.2 Situación institucional y legal actual	II - 99

## 1. GENERALIDADES SOBRE EL DESARROLLO TERMICO

### 1.1 ANTECEDENTES

La Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA, tiene a su cargo los programas de generación y de transmisión necesarios para atender el suministro de energía eléctrica en el área comprendida por los Departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre.

En cumplimiento de sus funciones y teniendo en cuenta la proyección del consumo futuro de energía eléctrica ( y potencia ) en el área de su jurisdicción, CORELCA ha venido estudiando las necesidades de expansión del sistema de generación de la Costa Atlántica con fines de prestar adecuadamente el servicio eléctrico luego de la puesta en servicio de las centrales de Termocartagena ( 2 unidades a vapor de 66 MW cada una ) y ampliación de Termobarranquilla ( 2 unidades turbogas, de 21 MW cada una ) .

La Corporación decidió, en consecuencia, contratar el estudio de una expansión térmica a mediano plazo, para lo cual preparó términos de referencia y abrió concurso de méritos a finales de 1975.

La adjudicación del estudio se cumplió en febrero de 1976 y el con-

trato celebrado con los Consultores se inició en junio del mismo año.

Como primer resultado del estudio se confirmaron las previsiones de CORELCA, en el sentido de que para 1980 se presentaría un déficit de potencia, según se concluyó del análisis de la disponibilidad de capacidad de generación y proyección de la demanda realizados a finales de 1976.

El Gobierno Nacional aprobó en la reunión del Sector Eléctrico en Paipa a fines del mes de septiembre de ese año, una expansión de emergencia del Sistema Eléctrico de la Costa para el corto plazo.

El programa aprobado comprende la construcción de tres unidades de 66 MW de capacidad integradas a las centrales existentes en Cartagena y Barranquilla, las cuales fueron licitadas y contratadas por CORELCA durante el año de 1977.

Con base en el nuevo plan de generación y teniendo en cuenta la interconexión eléctrica del Sistema Central con el Sistema de la Costa Atlántica, se procedió a analizar el proyecto de expansión a mediano plazo, tanto desde el punto de vista de los requerimientos de potencia del Sistema de CORELCA como de las necesidades de energía del Sistema Nacional Interconectado.

La selección del combustible básico para la operación del proyecto de expansión resulta de especial importancia, ya que el aumento en los costos internacionales del aceite combustible ( fuel oil ) y la disminución de la producción nacional de crudos de petróleo llevan a la necesidad de utilizar otro tipo de combustible. El gas natural, existente en la zona, especialmente en los campos de Ballenas en la Guajira, es un producto cuyo costo internacional ha venido en aumento y cuya utilización en la industria petroquímica resulta ventajosa. Por esta razón y por la mayor disponibilidad relativa de este combustible se proyectó y construyó el gasoducto Ballenas - Barranquilla-Cartagena, el cual, además de suministrar materia prima a la industria petroquímica existente en estas dos ciudades, permite sustituir, en el corto plazo, la utilización del fuel oil como combustible para la generación eléctrica en la zona.

La existencia de los yacimientos de carbón del Cerrejón con reservas probadas del orden de 100 millones de toneladas y su excelente calidad como combustible para centrales térmicas a vapor, permiten concluir a priori, que su empleo como combustible básico para la generación eléctrica en el mediano plazo resulta altamente ventajoso, considerando además su menor costo con respecto a otros combustibles.



# PROYECTO TERMOCERREÓN

## ESQUEMA DEL SISTEMA INTERCONECTADO DE LA COSTA ATLANTICA

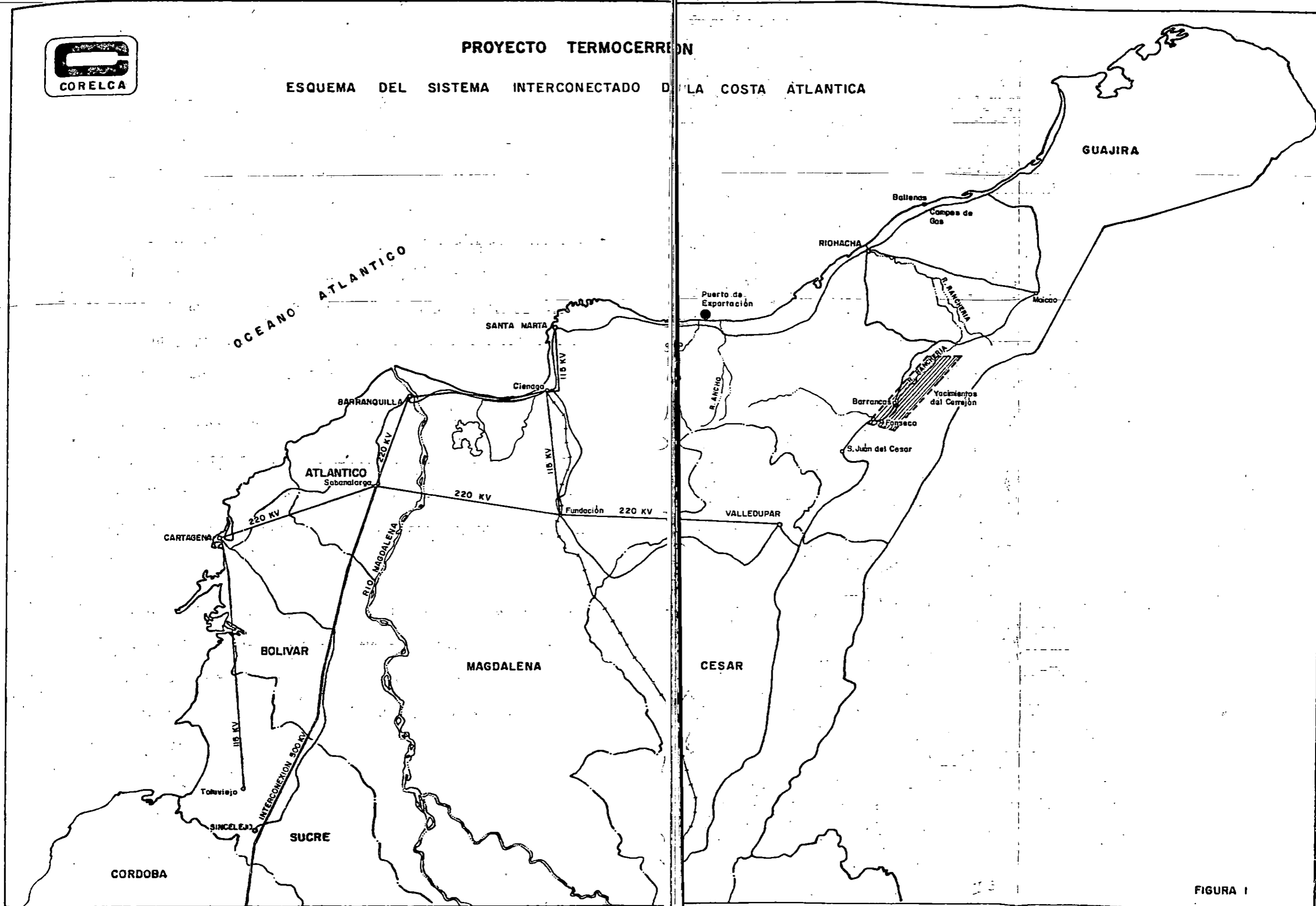


FIGURA 1



## 1.2 UBICACION E INFLUENCIA DEL PROYECTO

La figura 1 muestra esquemáticamente el Sistema Interconectado de la Costa Atlántica e indica la localización de los yacimientos del Cerrejón y de los campos de gas de Ballenas en el Departamento de la Guajira. La región se caracteriza por zonas bajas con escasas posibilidades de desarrollos hidroeléctricos; a mediano plazo sólo se contempla la generación hidroeléctrica del desarrollo del Alto Sinú y a largo plazo no se elimina la investigación de estas posibilidades en la Sierra Nevada de Santa Marta.

Es evidente, de acuerdo con lo señalado al comienzo del presente informe, la importancia del proyecto para el sistema regional de la Costa Atlántica. No obstante, consideramos conveniente reseñar a continuación, en forma específica, la influencia regional y nacional del proyecto.

La Central de Termocerrejón aumentará la capacidad de generación eléctrica en el Sistema de la Costa Atlántica, el cual hará parte del Sistema Nacional Interconectado luego de la puesta en servicio del primer circuito a 500 KV San Carlos-Sabanalarga, programada para el año de 1981.

La Central representa para el Sistema Eléctrico de la Costa Atlántica un aumento en la capacidad de generación que incrementa a su vez la capacidad firme necesaria para atender en forma confiable el servicio eléctrico en la región.

A nivel nacional, la puesta en servicio de la planta representará una fuente confiable de energía eléctrica, la cual, en coordinación con la operación de los embalses del sistema hidroeléctrico del interior, permitirá disponer de energía adicional para atender las necesidades del Sistema Nacional.

De acuerdo al desarrollo futuro del Sistema Nacional Interconectado, la operación coordinada de la Central con el resto del Sistema permitirá también sustituir generación en centrales que utilizan actualmente combustibles líquidos y gaseosos de mayor costo económico relativo al carbón. Esta sustitución deberá representar al país beneficios económicos de considerable magnitud.

Dado el carácter predominantemente hidroeléctrico del sistema de generación existente y en proceso en el interior del país, la Central del Cerrejón permitirá también aprovechar para ahorrar combustibles, parte de la generación hidroeléctrica secundaria que puede presentarse en las épocas de invierno con abundancia hidrológica, energía que de otra manera se vertería en los embalses del sistema.

Los aspectos anteriores constituyen la base del estudio, pues son los que permiten evaluar y definir la capacidad a instalar en la Central en forma óptima a nivel nacional y regional. Es de observarse además, que aunque no tratado en el presente estudio, puesto que se escapa de su alcance, el propósito nacional del desarrollo termoeléctrico del Cerrejón contribuye, a todas luces, al desarrollo de la industria del carbón en el país.

### 1.3 ASPECTOS BASICOS DEL PROYECTO

#### 1.3.1 Recursos para generación eléctrica en la región

La expansión del sistema de generación de la Costa Atlántica se efectúa con base en centrales a vapor, grupos turbogás y plantas diesel, dado que las características geográficas de la región, predominantemente plana, no favorece los proyectos de generación hidroeléctrica.

Aunque en la actualidad se estudia el aprovechamiento del Alto Sinú para desarrollo hidroeléctrico, la realización de este tipo de proyectos implica plazos mucho mayores que los de las centrales térmicas.

En el campo de combustibles, la región es abastecida con derivados del petróleo desde la refinería de Cartagena o, cuando ésta se encuentra fuera de servicio, desde Barrancabermeja. Los costos del

combustible líquido han sufrido alzas de consideración que afectan adversamente su empleo en generación eléctrica, comparado con la utilización de combustibles como el gas y el carbón. Además, la producción nacional es insuficiente, lo cual obliga a importar los crudos a precios del mercado internacional.

La región cuenta con yacimientos de gas en El Difícil ( Magdalena ), en Cicuco ( Bolívar ) y en Jobo-Tablón ( Córdoba ), que abastecen actualmente el consumo térmico e industrial. Los campos de Ballenas en la Guajira y los recientemente descubiertos en Galerazamba servirán para fomentar el desarrollo petroquímico y garantizar el suministro del gas por más de 30 años en la región.

Desde Ballenas se ha construido un gasoducto a Barranquilla y Cartagena que ya entró en operación comercial.

La región cuenta también con abundantes reservas de carbón, dentro de las cuales se encuentra el yacimiento del Cerrejón, en la Guajira. Otros yacimientos de este combustible son los de la Jagua de Ibirico en Cesar, San Jacinto en Bolívar y en la zona de Caucasia al noreste de Antioquia. Sus posibilidades como fuentes de combustibles se analizan también más adelante en el presente volumen.

### 1.3.2 Selección del tipo de Central

#### a. Combustibles

Habiéndose definido que la expansión debe efectuarse por medio de una central de generación térmica, la disponibilidad de combustibles y los costos previstos para su utilización permiten clasificarlos en la siguiente forma :

1. Aceite combustible ( Fuel Oil ) y ACPM : Su alto costo en el mercado internacional ( 13.50 US\$/barril ), su tendencia al alza y la necesidad de importar el crudo por razón de escasez en la producción nacional, han llevado al país a fijar una política de restricción en su empleo como combustible. Por lo tanto, no se empleará el fuel oil en la operación de la planta. Se ha previsto el empleo de ACPM para el encendido de la caldera como sustituto del gas natural, en caso de emergencia en el suministro de éste.
2. Gas natural : Es un combustible disponible en la región y que por lo tanto se podrá considerar como combustible alternativo de la Central situada en las cercanías del gasoducto Ballenas-Barranquilla. Se empleará en caso de fallas en el suministro de carbón, ya que su costo es económicamente más alto que el de éste.

3. Carbón mineral : Por su disponibilidad y precio de explotación es el combustible básico para la central. Su transporte se efectuará por carretera o por medio del ferrocarril de exportación, siendo éste el de menor costo.

Los considerandos anteriores llevan a definir el tipo de la central y a determinar sus características básicas de acuerdo con las necesidades de capacidad y con los costos de operación y mantenimiento.

b. Características técnicas de los equipos mecánicos

Las características de los equipos de la central así definida se resumen a continuación.

1. Generador de vapor : El generador de vapor será de tipo colgante, para trabajar a la intemperie, con circulación natural y tiro balanceado, para combustión con carbón pulverizado.

El generador de vapor constará de hogar de paredes soldadas, sobrecalentadores primario y secundario, recalentador y economizador. Tendrá circuitos dobles de flujo de aire a la entrada de la unidad y de gases provenientes del generador de vapor, cada uno de un 60% de la capacidad máxima ; estos

equipos serán : precipitadores electrostáticos con eficiencia de 99.4%, calentadores de aire rotativos regenerativos y ventiladores de tiro forzado y de tiro inducido. Una chimenea evacuará los gases provenientes del sistema.

El generador de vapor tendrá un sistema completo secuencial automático de sopladores de hollín de aire comprimido para limpiar todas las superficies de calefacción de la unidad.

2. Turbina y accesorios : La turbina será del tipo "Tandem - Compound" con recalentamiento intermedio, extracciones de vapor para regeneración de condensado y doble descarga al condensador. La turbina consistirá de un elemento de alta/ media presión y un elemento de baja presión. Su regulación será electrohidráulica y bajo condiciones normales se controlará por un regulador de velocidad. Los controles e instrumentación proporcionarán un óptimo funcionamiento y supervisión.
3. Equipo de condensación y agua de alimentación : la descarga de la turbina irá a un condensador con equipo de remoción de aire y depósito caliente. Un desaireador con calentamiento por contacto directo y condensador de vahos se preverá en el

ciclo de agua de alimentación, además de cuatro o cinco calentadores tubulares repartidos en : tres de baja presión y uno o dos de alta presión para tomar el vapor de las extracciones de la turbina.

Las bombas de agua de alimentación serán accionadas por motor eléctrico, así como las bombas de condensado y de agua de enfriamiento de equipos.

El sistema de agua de circulación constará de dos bombas verticales de capacidad total, instaladas en paralelo.

4. Planta de tratamiento de agua : La planta de tratamiento será de dos flujos de capacidad total, uno de los cuales servirá de reserva.

El sistema tendrá filtros de arena, purificadores de carbón y un equipo de regeneración y desmineralización total.

5. Manejo de combustibles : El manejo de carbón bituminoso se efectuará mecánica y automáticamente de tal manera que el carbón que vaya llegando sea utilizado para consumo y cuando no entre a proceso sea almacenado en un patio con capacidad de 45 días de generación a máxima carga.



Además, se preverá un sistema de manejo de los combustibles para el arranque de la unidad ( Fuel Oil No. 2 o gas natural, según la ubicación de la planta térmica ), con la instrumentación requerida para accionamiento local y desde la sala de controles.

6. Sistema de manejo de cenizas : Se preverá un sistema de remoción mecánica para el fondo del hogar y un sistema de vacío para las cenizas recogidas en las demás tolvas, de tal manera que las cenizas sean llevadas a un silo para su posterior disposición en un patio de almacenamiento o fuera de los límites de la planta.
7. Sistema de agua de enfriamiento : Para la localización de la central en la zona del puerto de exportación, se empleará enfriamiento por circuito abierto con agua de mar. Los demás consumos de agua de servicio y de circuito abierto de enfriamiento operarán con agua de río. La localización de la central en toca de mina exige el empleo de torre de enfriamiento, debido a la escasa disponibilidad de agua.
8. Equipo misceláneo para la planta : Se dispondrá del siguiente equipo necesario para efectos de operación y mantenimiento de la central :

- Puente grúa para la sala de turbinas
- Compresores de aire para servicio y para instrumentación
- Puente grúa para las bombas de agua de circulación
- Sistema de agua contra incendio con bombas accionadas por motor eléctrico y diesel.
- Equipo extinguidor de incendios a base de bióxido de carbono donde las condiciones lo exijan.

Además, facilidades para laboratorios, talleres, oficinas y demás servicios complementarios.

c. Características técnicas del equipo eléctrico

1. Esquema de planta : La planta tendrá un diagrama con transformador de arranque, con lo cual se elimina el interruptor en baja tensión del generador.
2. Esquema para auxiliares de media tensión : se ha seleccionado un sistema consistente en doble barra con un transformador de auxiliares de tres (3) devanados.
3. Esquema para auxiliares de baja tensión : El diagrama para estos auxiliares consiste en un doble juego de barras para cada uno de los elementos básicos de la planta, tales como

caldera, turbina y servicios auxiliares de alumbrado y refrigeración si la planta está en boca de mina.

4. **Generador :** El generador será trifásico, 13.8 KV, 3600 RPM, con una capacidad en MVA de 1.25 la de la turbina en Megavatios, tendrá una refrigeración por hidrógeno, excitación de estado sólido sin escobillas, puesto a tierra mediante un transformador de distribución y provisto con las protecciones necesarias.
5. **Transformador principal :** Será trifásico, triángulo-estrella a tierra, 13.8/220 KV y con una capacidad igual a la del generador con refrigeración F.O.A.
6. **Transformador de auxiliares :** Será trifásico, con tres (3) devanados, triángulo-estrella-estrella a tierra, con una capacidad del 11% de la total de la planta, refrigeración OA/FA.
7. **Motores :** Los motores de más de 250 HP serán de media tensión y los motores de menos de esta capacidad serán de baja tensión.
8. **Malla de tierra :** La planta tendrá una malla de tierra independiente de aquella de la subestación, fijando como parámetros 3 ohmios en cualquier punto y 1 ohmio entre electrodos.

9. Control : El control de la planta se hará por el sistema integrado caldera-turbina-generador, respondiendo a la carga solicitada por el sistema y acoplándose al control general carga-frecuencia.

Los controles básicos de la caldera, aire-combustible, agua de alimentación, control de llama y control de temperatura, lo mismo que los de turbina y generador, se dispondrán en forma centralizada y acorde con el esquema de protecciones de la planta.

10. Protecciones : Se determinarán todos los pasos de secuencia de operación y protección de acuerdo con el esquema de control.
11. Sistema de Comunicación : La planta tendrá un conmutador el cual servirá para las comunicaciones de operación y para aquéllas de tipo administrativo, incluyendo el sistema de parlantes y buscapersonas.

### 1.3.3 Posibilidades de capacidad y localización

La selección óptima de la capacidad y de la ubicación de la planta termoeléctrica se obtiene mediante la comparación técnico-económica de alternativas de tamaño y localización de las unidades.

La determinación de las alternativas analizadas en el estudio de factibilidad se basó en las consideraciones que se detallan a continuación.

#### a. Consideraciones sobre la capacidad del proyecto

El tamaño óptimo de las unidades de la central se relaciona, por una parte, con el efecto que la salida de servicio de una unidad pueda tener sobre el sistema al que está conectada. En el presente caso, la planta entrará en operación hacia finales de 1982 y con posterioridad a la interconexión entre el sistema de la Costa y el Sistema Central. La capacidad instalada en el Sistema Nacional Interconectado, en esa época será de 6253 MW. Si se considera un tamaño de unidad no mayor del 10% de la capacidad instalada total en el sistema, se podrían instalar unidades hasta de 625 MW.

Por otra parte, el tamaño de la unidad se encuentra limitado por las condiciones de operabilidad que en el caso Colombiano

se relacionan con el tamaño de las unidades más grandes en operación. Actualmente, entre plantas térmicas en funcionamiento y en proceso de adquisición, se llega a un total de 10 unidades del tamaño máximo existente de 66 MW. Por otra parte, el tamaño de la mayor unidad en las centrales hidroeléctricas existentes del Sistema Nacional es de 125 MW.

En consecuencia, y de acuerdo a los estudios económicos ya efectuados para CORELCA dentro de las investigaciones de la expansión del sistema en el corto plazo, se considera recomendable que el tamaño de las unidades no sea menor de 125 MW. Adicionalmente, se considera conveniente relacionar la capacidad del proyecto con el crecimiento de la demanda en el sector, de tal manera que no resulte un número excesivo de unidades en el Sistema, lo cual resultaría más costoso tanto en la inversión como en la operación, por kilovatio instalado.

Se seleccionaron, de acuerdo con los considerandos anteriores, los siguientes tamaños alternos de unidad :

125 MW - 150 MW - 175 MW

En capítulo posterior se indican las características técnicas de estas unidades y en el Volumen III se presenta el estudio

de la capacidad del proyecto.

b. Consideraciones sobre la localización del proyecto

Los aspectos básicos principales que se tuvieron en cuenta para definir las alternativas de localización de la central son :

- Localización de la fuente de combustible, facilidades de transporte del mismo a la planta y posibilidades de su conexión al sistema de transmisión existente.
- Distribución de la demanda de energía eléctrica en la zona de influencia de la central y nuevas demandas en la Guajira originadas por los programas de exportación del carbón del Cerrejón y de desarrollo industrial.
- Disponibilidad de servicios para la construcción y operación de la central.
- Características de la infraestructura existente y programada en el área.

Las alternativas de ubicación determinadas de acuerdo con el análisis de los puntos anteriores son las siguientes :

Boca de Mina. Esta localización, en la zona del Cerrejón, ofrece el mínimo costo de transporte del combustible principal

o sea el carbón procedente de la mina.

Se dispone de agua en cantidad suficiente para la central ( 0.2 a 0.4 m<sup>3</sup>/seg ) siempre y cuando se emplee el sistema de torre de enfriamiento.

Se cuenta con alguna infraestructura en cuanto a personal de soporte semi-especializado.

Igualmente, se contará oportunamente con servicios para la construcción y operación de la central.

Existen vías de acceso en condiciones aceptables, aunque se requieren inversiones para su mejoramiento con fines del transporte de los equipos.

Se deberán efectuar inversiones en vivienda y en servicios auxiliares para el personal no originario de la zona, que permitan ofrecer una cómoda permanencia del personal de operación.

Puerto de Exportación . Esta localización corresponde al área cercana al terminal de exportación del carbón.

Preliminarmente se ha fijado la zona entre los Ríos Palomino y Ancho como sitio más probable para el puerto.



El transporte desde la mina se hará por medio de ferrocarril una vez se haya desarrollado la explotación masiva del carbón, lo cual permite obtener costos de transporte por tonelada económicamente favorables.

Sin embargo, durante el período de operación anterior a la puesta en marcha del ferrocarril se deberá emplear transporte automotor. La zona cuenta con agua dulce para servicio y consumo humano y con agua de mar para el circuito de enfriamiento para la central.

La disponibilidad de mano de obra es escasa. Sin embargo, se encuentra a una distancia de menos de 100 kms de la ciudad de Santa Marta, donde se pueden contratar los servicios de personal de soporte calificado.

A semejanza de la zona de la mina se deberán proveer viviendas y servicios para el personal de operación de la central.

Area de concentración de la demanda. Se determina esta localización como la zona en la cual se prevé el mayor crecimiento de la demanda en el futuro, es decir en las cercanías de las ciudades de Barranquilla y Cartagena.

Se parte de la base de minimizar costos de transmisión y de la disponibilidad de infraestructura en todos sus aspectos : vías, viviendas, personal calificado y de soporte y servicios.

Sin embargo, los costos de transporte del combustible serán muy superiores a los de las localizaciones alternas por su alejamiento de la fuente de carbón.

En el Volumen IV se presenta el estudio de la localización de la central.

#### 1.3.4 Factibilidad técnica y económica del proyecto

El estudio de la factibilidad técnica y económica del proyecto Termocerrejón contempla los diferentes aspectos que se reseñan a continuación, los cuales se amplían en forma extensa en los diferentes volúmenes del estudio.

##### a. Factibilidad técnica

- Estudio del mercado de energía eléctrica, es decir : análisis del consumo actual de energía y potencia en la región y en el país y estudio de las proyecciones correspondientes. La consideración de la central dentro del Sistema Nacional Interconectado exige además el análisis de la operación de éste, para determinar la energía producida por la central

y la del resto del sistema de generación y verificar el suministro adecuado de la demanda futura.

- Disponibilidad de materias primas. En este caso, la materia prima básica es el combustible. Se analizan las condiciones de producción nacional de los combustibles empleados en centrales de generación térmica : gas natural, aceite combustible y carbón. Se determina la calidad de los combustibles con respecto a su empleo en plantas de generación de vapor.
- Estudio de los parámetros básicos de la central con respecto al combustible seleccionado y a las condiciones de eficiencia y confiabilidad de operación.
- Características técnicas y selección de las rutas de transporte de energía producida, que comprende el estudio de las líneas de transmisión y de las subestaciones eléctricas.
- Estudio técnico de la infraestructura necesaria para la construcción y operación de la central. Incluye el estudio de vías, agua de enfriamiento, agua de servicio y potable, vivienda, etc.

b. Factibilidad económica y financiera

Una vez se establece la factibilidad técnica de la alternativa del proyecto, se efectúa el análisis económico para determinar la alternativa óptima, o sea la de mínimo costo total de inversión y operación.

La capacidad óptima de la central depende del análisis de los siguientes rubros, dado un programa de expansión fijo del resto del sistema de generación :

- Costos de inversión y O&M de la central térmica e infraestructura.
- Costos de inversión y O&M en transmisión y sistemas de transporte del carbón.
- Costos del combustible para generación en el sistema regional y nacional y costos variables de operación del sistema.
- Costos de inversión y O&M en el 2o. Circuito de la interconexión entre la Costa y el Interior.
- Corrección terminal por diferencia en la capacidad final de las alternativas.

La localización óptima, desde el punto de vista económico, se deduce del análisis de los siguientes rubros :

- Costos de inversión y O&M en la central y sus sistemas para el enfriamiento.
- Costos de inversión y operación de la infraestructura requerida según cada alternativa.
- Costos de inversión y O&M de los sistemas para el transporte del combustible.
- Costos de inversión y O&M de los sistemas para la transmisión de energía.

De este análisis, cuya metodología y resultados se presentan en los capítulos correspondientes, se obtienen los cuadros comparativos que resumen los costos económicos actualizados de cada una de las alternativas estudiadas.

Una vez seleccionada la capacidad y localización de la central se procede a efectuar su evaluación económica y financiera desde el punto de vista de la entidad ejecutora del proyecto. Para tal efecto, se analiza el valor presente neto del proyecto bajo el supuesto de que la energía generada se suministra al sistema

a la tarifa media para la venta en bloque existente en COREL-  
CA en el momento de la evaluación y se estudia también la  
tarifa de venta que genera ingresos suficientes para cubrir los  
costos de funcionamiento y capital del proyecto.

Adicionalmente, el estudio económico se complementa con el  
análisis de algunos efectos del proyecto sobre la comunidad y  
sobre la región donde se ubique la central.

## 2. SELECCION DEL COMBUSTIBLE PARA LA CENTRAL

En el presente capítulo se describe la situación general de los combustibles en el país y en el área de la Costa Atlántica y de los costos económicos de los diferentes tipos de combustible utilizables para la operación de la central térmica.

Se concluye la conveniencia de la utilización del carbón como combustible básico y del gas natural ( y eventualmente el Fuel Oil ) como combustible alterno.

### 2.1 COMBUSTIBLES LIQUIDOS Y GASEOSOS

Este tipo de combustibles se refiere precisamente a aquellos combustibles que tradicionalmente han sido utilizados para la generación eléctrica en la Costa Atlántica, a saber : aceite combustible ( Fuel Oil ), ACPM y gas natural. A continuación se reseña la situación actual de este tipo de combustibles.

#### 2.1.1 Aceite combustible ( Fuel Oil ) y ACPM

El alza internacional del precio del petróleo coincidió con la declinación de su producción en Colombia, a tal punto que a partir de 1976 éste ha sido insuficiente para satisfacer la demanda interna de derivados del crudo. Estos elementos afectan necesariamente la disponibilidad y el concepto de "energía barata" con el cual el país venía

contando hasta el momento.

La disponibilidad interna de derivados del petróleo para atender las necesidades futuras del país es incierta. De no realizarse mayores esfuerzos en la actividad exploratoria, si se realizan y no tienen éxito o si no se llevan a cabo cambios en la estructura de consumo, se estima que Colombia deberá importar, por lo menos, 380 millones de barriles de crudo durante el período comprendido entre 1976 y 1985.

En razón de lo anterior, durante los próximos años, cabe esperar que la oferta de combustibles derivados del petróleo sea limitada en términos de lo que fue en los años anteriores. En la Figura No. 2 se observa que, para 1980, el déficit de crudos para atender la demanda de productos refinados en el país ascenderá aproximadamente a 143.000 barriles /día; en tanto que, en 1985 esta cifra subiría a más de 250.000 barriles/día.

Durante los próximos años, en la medida en la cual aumente el déficit en la producción de petróleo, los requerimientos de divisas para pagar las importaciones necesarias para satisfacer el consumo interno serán progresivamente mayores. Entre los derivados del crudo, el fuel oil es aquél que tiene mayor demanda en el mer-



cado mundial ; de tal manera que, todos los esfuerzos que se realicen a nivel nacional para sustituir su consumo doméstico serán cada vez más importantes. Ecopetrol podría así continuar exportando excedentes de fuel oil, para importar a su vez crudo y gasolina.

De esta situación se concluye la no conveniencia de considerar al Fuel Oil como combustible para la central.

#### 2.1.2 Gas Natural

##### a. Disponibilidad en la Costa

Anteriormente a la explotación de los campos de gas de Chuchupa y Ballenas en la Guajira, la disponibilidad de gas en las áreas de consumo en la Costa Atlántica estuvo seriamente limitada, debido a la constante declinación de los campos de Jobo-Tablón, Chinú ( que atienden principalmente la demanda en Bolívar, Córdoba y Sucre ), El Difícil y Cicuco ( que atienden principalmente la demanda en el Atlántico ). Las reservas totales de dichos campos para 1976 se estimaban en  $122 \times 10^9$  pies cúbicos, tal como se detalla a continuación :

RESERVAS PROBADAS DE LOS CAMPOS DE GAS DE LA  
COSTA ATLANTICA (1976)

( Se excluyen los campos de Chuchupa, Ballenas y Galerazamba )

	$10^9$ pies cúbicos
El Difícil	52.56
Cicuco	1.46
Jobo - Tablón	64.13
Chinú	4.02
Total	122.17

Con la interconexión en 1976 de los campos de Payoa y Provincia con el área de Barranquilla, la disponibilidad diaria de gas natural en la Costa Atlántica aumentó en 25 millones de pies cúbicos. Aún así, la oferta total, que durante el mismo año alcanzó a 101 millones de pies cúbicos por día, fue insuficiente para atender la demanda industrial y para generación eléctrica en la región.

Se estima que en los campos de Chuchupa y Ballenas hay reservas de  $3.309 \times 10^9$  pies cúbicos de gas natural. Se podrán ex-

traer del orden de 600 millones de pies cúbicos por día, de los cuales 200 a 250 millones de destinarán al uso industrial y térmico en Barranquilla y Cartagena. Esta disponibilidad es una realidad a partir de la puesta en servicio, en 1977, del gasoducto Ballenas-Barranquilla-Cartagena.

La figura 3 muestra la oferta de gas natural en las áreas de consumo en la Costa Atlántica, contando con la disponibilidad proporcionada por este gasoducto.

Adicionalmente, debe mencionarse que recientemente se han realizado descubrimientos de nuevos yacimientos de gas natural en la Costa, en las cercanías de la localidad de Galerazamba, que permiten aumentar significativamente la disponibilidad de este recurso.

Ante estas perspectivas, y considerando la proyección de la demanda de gas en la Costa que se reseñan a continuación, el gas natural se constituye, obviamente, en un combustible susceptible de ser utilizado para la generación eléctrica en la región.

b. Demanda de gas natural en la Costa

En los cuadros 1 y 2 se presentan las proyecciones de demanda de gas natural en las zonas de Barranquilla y Cartagena para el período 1976 - 1983, la cual alcanza los 282 MMPCD al final de ese lapso.

La demanda estimada de gas natural en el complejo industrial de Palomino es del orden de 375 MMPCD y se haría efectiva a partir de 1985 luego de la sustitución parcial ( de unos 90 MMPCD ) en el uso de gas por el de carbón en la generación eléctrica de Barranquilla y Cartagena, la cual está programada para antes de 1983 con base en carbón del Cerrejón.

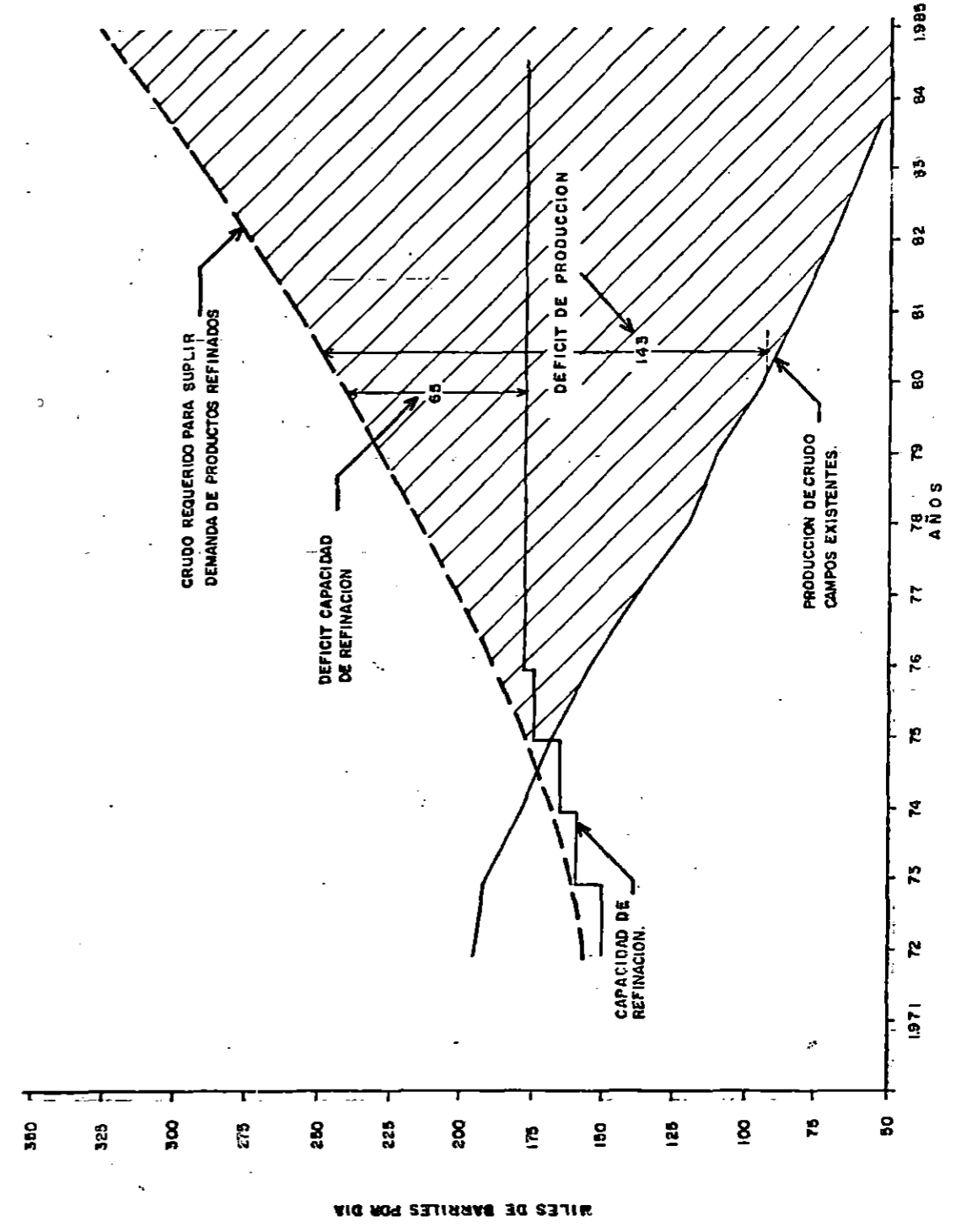
La Central Térmica del Cerrejón ( 2 x 150 MW ) localizada en las cercanías de Palomino requeriría 70 MMPCD de gas natural para iniciar su operación a máxima capacidad en el caso en que se dificulte el suministro inicial del carbón combustible.

Al comparar la disponibilidad de gas natural con la demanda total estimada en las zonas de Barranquilla y Cartagena para el período 1981-1983, se puede apreciar que el gasoducto Ballenas-Palomino-Barranquilla-Cartagena puede servir estos centros de consumo aún sin la sustitución de gas por carbón en la gene-

ración eléctrica, mediante la instalación de estaciones de recompresión, en las condiciones que permitan las especificaciones del gasoducto actual. La disponibilidad remanente de gas en los campos de Chuchupa y Ballenas permitiría el suministro de éste como combustible alternativo para Termocerrejón durante el lapso inicial de su operación.

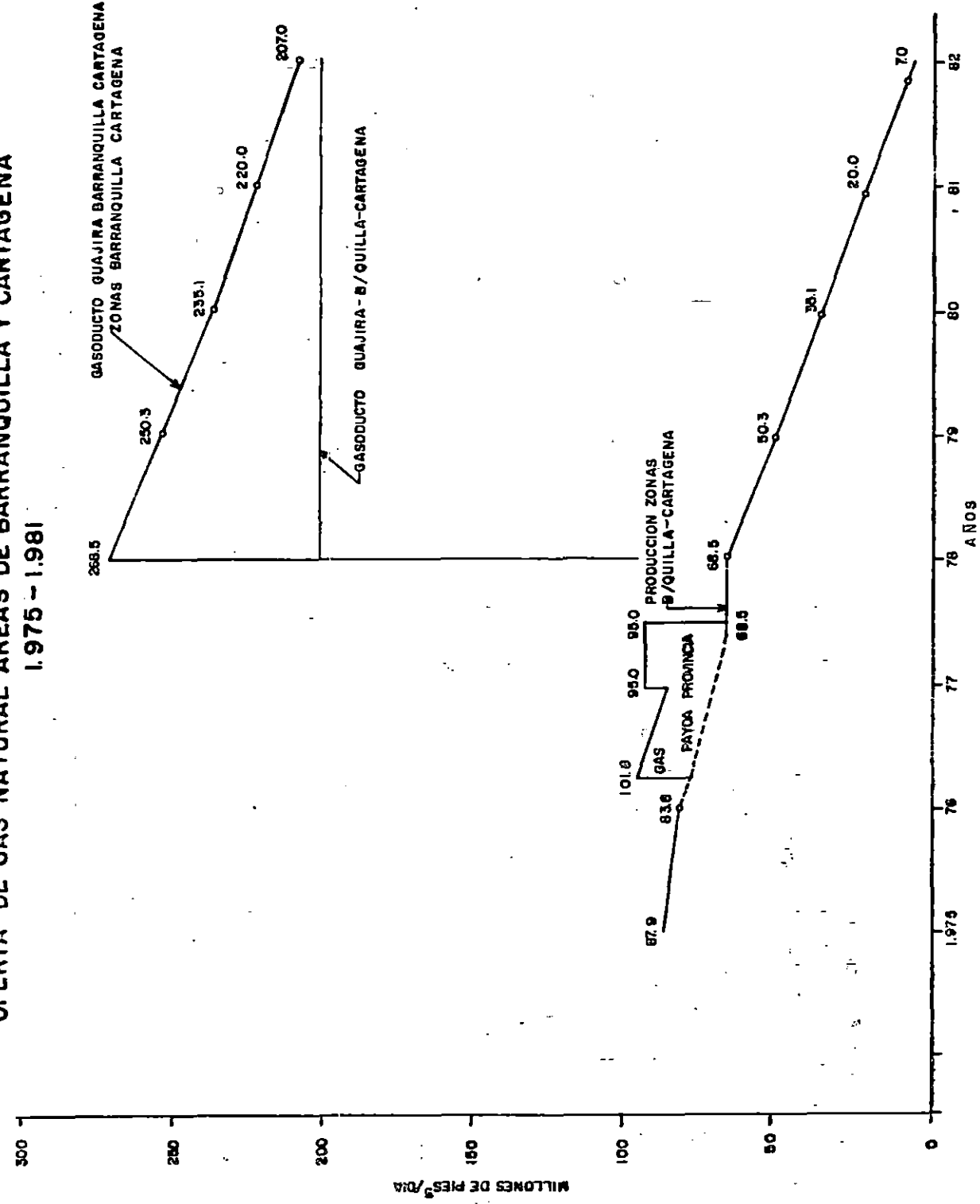
Por otra parte, los recientes descubrimientos de gas natural en las cercanías de Galerazamba permitirán atender en una proporción todavía desconocida los mercados de la Costa Atlántica, confirmando aún más la viabilidad de utilizar el gas de Ballenas como combustible alternativo para la central.

FIGURA 2  
 PRONOSTICO DE PRODUCCION Y REFINACION  
 DE CRUDO 1972-1985



OFERTA DE GAS NATURAL AREAS DE BARRANQUILLA Y CARTAGENA  
1.975 - 1.981

FIGURA 3



CUADRO No. 1

DEMANDA GAS NATURAL - ZONA BARRANQUILLA ( MMPCD )

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981-1983</u>
GENERACION ELECTRICA 1/	25.0	53.0	53.0	53.0	89.0	89.0
MONOMEROS	8.5	8.5	8.5	20.0	20.0	20.0
CEMENTOS CARIBE	20.5	20.5	20.5	28.0	28.0	28.0
CELANESE	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
SIDERURGICA DEL NORTE	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
CARTON DE COLOMBIA	-	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
OTROS	6.0	6.5	7.0	7.0	7.5	8.0
TOTAL BARRANQUILLA	65.5	99.0	99.5	118.5	155.0	155.5

1/ A partir de 1980 se considera el consumo de 96 MMPCD en la expansión de 2 x 66 MW de Termobarranquilla.

1982 = 120 MMPCD

1983 = 120.5



CUADRO No. 2

DEMANDA GAS NATURAL - ZONA CARTAGENA ( MMPCD )

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981-1983</u>
GENERACION ELECTRICA 1/	17.0	27.0	32.0	32.0	50.0	50.0
AMOCAR	13.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
TOLCEMENTOS	3.0	4.0	8.0	8.0	8.0	8.0
COLCLINKER	-	8.0	10.0	10.0	10.0	10.0
REFINERIA	6.0	7.0	7.0	7.0	8.0	8.0
CABOT	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
PETROQUIMICA	1.2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
SALINAS CYANAMID	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
PLANTA DE SODA	-	-	21.4	21.4	21.4	27.4
ABOCOL	-	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
DOW Y OTROS	0.3	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0
TOTAL CARTAGENA	43.5	68.5	101.4	101.4	120.4	126.4

1/ A partir de 1980 se considera el consumo de 18 MMPCD en la expansión de 1 x 66 MW de Termocartagena.

## 2.2 CARBON COMBUSTIBLE

El carbón todavía no ha sido empleado como combustible en el área de la Costa Atlántica ; sin embargo, su menor costo económico relativo permite que pueda ser considerado como el combustible más atractivo para ser utilizado en la generación de energía eléctrica en el mediano plazo. A continuación se examina la disponibilidad de este combustible en el país en general y en la Costa Atlántica.

### 2.2.1 Reservas de carbón en el país

Colombia posee los mayores depósitos carboníferos de Latinoamérica. La información sobre reservas, sin embargo, es imprecisa, presentando reservas potenciales que van desde los 7050 millones hasta los 40.000 millones de toneladas y reservas probables y probadas que van de 577 millones hasta 667 millones de toneladas.

En el cuadro que se presenta a continuación se detalla, por regiones geográficas, el volumen de las reservas y las características del mineral que se encuentra en las distintas cuencas del país. Cabe anotar que de los combustibles utilizados para generación eléctrica, el carbón es aquél del cual existe mayor oferta disponible en el país ; ésto es, se trata de aquél que tiene menor costo relativo en el mercado.

## CARACTERISTICAS Y VOLUMEN DE RESERVAS DEL CARBON EN COLOMBIA

LOCALIZACION		ANALISIS						RESERVAS (TONELADAS)			
DEPTO.	CUENCAS - FAJAS	HUMEDAD %	CENIZAS %	M.V %	C.F %	AZUFRE %	CALORIAS CAL/gr. (1.000)	AREA CONSIDERADA Km <sup>2</sup>	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES
CUNDINAMARCA BOYACA	PUBENZA - DINDAL	04-31	4.2	18.4-35.1	34.6-74.8	0.3-0.7	6.6-8.2	900			
	FUSAGASUGA - EL SALTO	1.6-2.6	6.5-8.0	37-38	62.3-53.6	0.5-0.7	7-7.3	240		5,000,000	
	SUBACHOGUE - LA PRADERA	1.3-2.8	8-7.3	31-34.8	60-82	0.6-0.9	7.7-7.83	450		17,000,000	1,000,000,000
	RIO FRIO	6-7	4.3-6	21.6-22.2	71-74.8	0.4-2.4	7.3-7.0	280			
	COGUA-CUCUNUBA	-	5-14	28-38	48-58	0.5-3	6-8				
	COGUA-SAMACA	-	-	-	-	-	-	700			
	CUCUNUBA-SAMACA	-	3-14	17-23	62-75	0.4-1.7	7-8				
	LA BOLSA-SUESCA-CHOCONTA	2.6-4.8	3-11	33-40	43-55	0.5-1.8	6.8-7.5	840			2,000,000,000
	TUNJA-DUITAMA	2.2-2.8	4.5-10	34-48	31-52	1-1.2	6.1-7.5	650		15,000,000	10,000,000
	SUEVA-UMBITA-LAGUNA DE TOTA	-	3.115	10.24	-	0.72	-	600			
CUENCA DE CHICAMOCHA(MORCA-JERICO)	1.2-2.1	4-11.9	20-34	53.4-52.4	0.65-0.9	7.4-7.6	600		138,000,000	2,000,000,000	
TERRITORIO VASQUEZ	-	-	-	-	-	-	-				
META	GUATIQUEA	-	30	28	-	-	-	900			
SANTANDER	LANDAZURI	1.5-2.0	6	8.8-10.1	11.6-87.1	1	7.0-8.2	900	259,070	340,200	17,875,900
	SAN VICENTE-LEBRIJA	0.85-2.5	7.6-1.5	27.5-32	25-58.6	0.4-1.3	4-8.3	240			
	SAN GIL	-	-	-	-	-	-	-			
	SAN JOSE DE MIRANDA	-	-	-	-	-	-	-			
	MOLAGAVITA	0.8	6	3.5	60	0.65	7.83	14			7,300,000
	PARANO DEL ALMORZADERO	1.02	2	8.7	82.5	0.6	8.2	70			
NORTE DE SANTANDER	FAJA DE TOLEDO	-	7.6-11.9	23.2-33.5	48-88	0.5-1.4	7-8	50			100,000,000
	FAJA DE MUTISCUA	-	-	32-38	-	-	9.5-8.5				
	FAJA PAMPLONITA-DORA JUANA	0.5-1.0	1.7-1.0	31-38	40-67	0.3-1	7.2-8.5				
	CUENCA DEL ZULIA	1.4-9.9	1.8-1.0	29.6-43.0	59-81	0.6-1.7	7.5-8.1	1,800			1,600,000,000
CUENCA DEL CATATUMBO	-	-	-	-	-	-	2,000				
EL CESAR	LA JAGUA DE IBIRICO	3.3-5.9	0.9-1.5	34.3-40.1	44-58.9	0.2-1.7	6.4-7.7	128			18,000,000
GUAJIRA	CERREJON	2.0-7.0	1.0-6.0	34.0-39.0	55.0-60.0	0.35-1.0	6.9-7.7	80	322,535,000		
VALLE DEL CAUCA Y CAUCA	MERCADERES	-	-	-	-	-	-				
	SUAREZ-PLAYON-DINDE	-	-	-	-	-	-	315			
	CUENCA YUMBO-SUAREZ	-	8-12	10-42	-	0.8-5.0	6.5-7.5			40,550,000	24,458,000
CALDAS Y RISARALDA	RIOSUCIO	3-4	3.5-15	33-37	-	0.6-2	6.5-7.5	42		1,000,000	
	QUINCHIA	1.30-6.94	8.2-15	20.6-35.7	47-64.3	-	5.5-7				
ANTIOQUIA	AMABA-SOPETRAM	-	6-13	38.5-55.3	-	HASTA 1%	9.8-6.2	400	21,000,000	8,000,000	14,000,000
	PURI-CASERI	-	-	-	-	-	-			9,000,000	10,000,000
	TARAZA-RIO MAN	17-20	4-11	31-40	-	-	-				49,000,000
	URABA	-	-	-	-	-	-				
CORDOBA	CIENAGA DE ORD-SAN JORGE	-	-	-	-	-	-	1,800			
BOLIVAR	SAN JACINTO	-	-	-	-	-	-				
<b>TOTALES</b>									<b>343,794,070</b>	<b>234,890,200</b>	<b>7,050,634,500</b>

NOTA: LAS AREAS CONSIDERADAS Y LAS RESERVAS CONSIGNADAS EN ESTE CUADRO NO DEBEN TOMARSE COMO LAS AREAS DEFINITIVAS NI LAS RESERVAS TOTALES QUE POSEE EL PAIS, PUESTO QUE HAY NUMEROSAS E IMPORTANTES ZONAS QUE NO HAN SIDO ESTUDIADAS EN DETALLE, POR LO CUAL SE DESCONOCEN SUS RESERVAS REALES.

FUENTE: "CARBONES DE COLOMBIA", INGEOMINAS - BELTRAN CORTES.

### 2.2.2 Yacimientos carboníferos de la Costa Atlántica

Las principales fuentes de carbón en la Costa Atlántica son las de Bajo Cauca, La Jagua de Ibirico y el Cerrejón. A continuación se resumen la situación actual y las características de cada una de éstas.

#### a. Carbones del Bajo Cauca

La región carbonífera del Bajo Cauca está situada alrededor de Caucasia, en los Departamentos de Antioquia y Córdoba.

Los estudios sobre esta cuenca todavía no son suficientes para asegurar la explotación del carbón en el mediano plazo. La información disponible referente a los yacimientos detectados en diversas zonas de la región se resume a continuación.

#### i. Zona Purí-Cacerí

La zona está situada al noroeste de Antioquia, en el corregimiento de Pato, sobre la margen derecha del Río Cauca. Tiene una longitud aproximada de 60 kms y un ancho promedio de 10 kms.

Las vías de comunicación son escasas, siendo difícil el acceso a la zona.

La topografía es plana con algunas ondulaciones y cambios de nivel con alturas que oscilan entre los 50 y 180 m sobre el nivel del mar. El clima es cálido tropical con temperaturas variables entre  $28^{\circ}$  y  $36^{\circ}$  y humedad relativa mínima del 60% y máxima del 98%.

El área está libre de solicitudes para concesiones, permisos y reconocimientos de propiedad privada, tal vez debido a su deficiente accesibilidad.

Los principales afloramientos de carbón reportados se encuentran localizados en las cabeceras de quebradas que cruzan las áreas de Vegas de Segovia ( donde se han detectado once afloramientos ) y Tomarrazón ( en ésta se han reportado catorce afloramientos de carbón ).

Los resultados del análisis de estos carbones corresponden a los realizados a muestras de afloramientos y por lo tanto, presentan alguna oxidación.

El rango de valores de las muestras analizadas fluctúa así :

Humedad	12,59%	a	19,24%
Cenizas	2,50%	a	17,49%
Volátiles	32,08%	a	45,31%
Carbono fijo	33,92%	a	43,38%
Valor calorífico	4.958	a	6.055 cal/gm.

Estos análisis colocan a este carbón como perteneciente al grupo Sub-bituminoso tipo B, apto para fines térmicos.

Se han estimado en unos 10 millones de toneladas probables las reservas de estas dos áreas, teniendo en cuenta los siguientes parámetros :

Zona	Area con carbón (m) <sup>2</sup>	Espesor Promedio (m)	Densidad	Tonelaje
Vegas de Segovia	2'791.200	1,0	1,33	3'726.202
Tomarra-zón	8'501.100	0,5	1,33	5'674.484

ii. Zona Tarazá - Río Man

La zona está situada al noroeste de Antioquia en la zona limítrofe con el Departamento de Córdoba, aproximadamente 50 kms al occidente de los carbones del área Purí - Cacerí .

La zona comprende la parte noroccidental de las últimas estribaciones de la Cordillera Central equivalente a la parte oriental de la Serranía de Ayapel.

Se llega a la zona por la vía Medellín-Tarazá con un recorrido de unos 240 kms ; de Tarazá al Río Man se llega por vía fluvial tomando el Río Tarazá en un trayecto de unos 8 kms.

Se han presentado un total de 18 solicitudes de concesión para el carbón que cubren unas 18 hectáreas y un permiso con una cabida superficial de 250 hectáreas.

Los principales afloramientos de carbón reportados aparecen en el Río Man y sus afluentes, presentándose mantos menores en las vecindades de Cáceres y Puerto Ospina.

Los valores de las distintas muestras analizadas durante exploraciones anteriores (23) y recientes (13), indican que las muestras colectadas en la zona se han tomado de la superficie aflorante, no pudiéndose evaluar en forma definitiva la calidad de este carbón por estar oxidado. Los resultados obtenidos fluctúan entre los siguientes valores :

Humedad	16,6%	a	22,3%
Volátiles	30,8%	a	45,4%
Cenizas	2,3%	a	13,0%
Carbono fijo	36,1%	a	42,7%
Azufre	0,55%	a	3,97%
Valor calorífico	5450	a	7040 cal/gm.

Al analizar los valores de humedad inherente, la relación de carbono fijo a materias volátiles y el valor calorífico neto ( en seco sin cenizas ), se presume que casi todos los carbones de la zona son carbones "pardos" de bajo poder calorífico y sin ningún poder aglutinante.

Los geólogos Sarmiento Alarcón y Arce Herrera dan, como probable, una reserva de 49.4 millones de toneladas, basándose en los siguientes datos :

- Area con carbón 38.000.000 m<sup>2</sup>
- Espesor promedio de carbón 1,0 m
- Densidad del carbón 1,3 m
- Tonelaje total 49.400.000



## iii. Zona San Jorge - Sinú

Toda el área está cubierta por la erosión de los Ríos Cauca, San Jorge, Sinú y sus afluentes, constituyendo una llanura con altura de menos de 200 metros sobre el nivel del mar, con ondulaciones moderadas y dedicada a actividades agrícolas y ganaderas.

Esta cuenca se inicia a la altura de Montelíbano y continúa hacia el norte pasando por Planeta Rica y Ciénaga de Oro, localidades donde se han encontrado afloramientos importantes de carbón.

Las vías de comunicación son abundantes en las vecindades de estas manifestaciones, no así en las áreas con posibilidades donde habría que construir carreteras de acceso a los yacimientos.

La exploración de estas zonas es bastante difícil y costosa. Sólo en los dos últimos años se han emprendido una exploración sistemática por cuenta de Cementos del Caribe, cuya información no ha sido tomada en cuenta para el presente trabajo por ser aún fragmentaria y estar en poder de dicha compañía.

La gran mayoría de las manifestaciones carboníferas se encuentra cubierta con solicitudes de concesión presentadas con anterioridad al Decreto que congeló dicha zona en 1973.

Son numerosas las citas sobre afloramientos carboníferos detectados, destacándose aquéllas que han sido comprobadas últimamente por funcionarios de CARBOCOL y de la misión japonesa que visitó al país en febrero y marzo de 1976, las cuales se localizan principalmente en el Río San Jorge, en las cercanías de Planeta Rica y en San Antonio (Córdoba).

La siguiente tabla corresponde a los últimos análisis practicados a muestras colectadas en esta zona por personal de la misión japonesa que efectuó una investigación de estos carbones, de común acuerdo con el Ministerio de Minas y con Carbocol :

Humedad	11,8%	a	15,0%
Volátiles	24,4%	a	45,4%
Cenizas	2,6%	a	6,3%
Carbono fijo	17,8%	a	42,1%
Azufre	0,49%	a	3,53%
Valor calorífico	5450	a	7250 cal/gm.

b. Carbones de La Jagua

El yacimiento está situado en el Departamento del Cesar a unos 100 kms al sur de Valledupar y a unos 3 a 8 kms al oriente del poblado de La Jagua, sobre las estribaciones de la Serranía de Perijá.

La cuenca tiene una forma romboidal de orientación NE-SW, con una longitud de 16 kms y un ancho máximo de 8 kms, estando limitada al sur y al oeste por la Quebrada Sororia y al norte por el Río Tucuy; este último cuenta con agua suficiente para futuros programas de explotación en la zona.

El depósito dista, por terreno plano, 286 kms del puerto de Santa Marta y se encuentra a unos 40 kms de la línea del ferrocarril del Atlántico (a la altura de Chiriguaná).

Existen más de 60 solicitudes de carbón, que cubren un área de 86.720 hectáreas y varias tramitaciones de reconocimiento de propiedad privada sobre el subsuelo de este yacimiento.

Sin embargo, sólo 7 a 8 personas podrían llegar a ser beneficiarios de estos derechos ante el desistimiento, rechazo o archivo de la mayoría de los expedientes.

Los mantos de carbón han sido observados en los taludes y en las quebradas y algunos de ellos se han cortado por medio de túneles. Es posible que existan otros mantos en el depósito cubiertos por alteraciones de superficie o sedimentaciones posteriores.

Los afloramientos más importantes han sido detectados en las quebradas de Sorminca No. 1 y No. 2, Palmira, Santa Cruz, Ojinegro, Las Delicias y La Espuela.

Los resultados de los análisis que aparecen en el cuadro siguiente están basados en muestras superficiales, en cuya toma no se tuvo en cuenta la oxidación del carbón ni el espesor completo de cada manto.

Humedad	3,3%	a	13,6%
Cenizas	0,88%	a	18,49%
Volátiles	30,5%	a	40,13%
Carbono fijo	43,9%	a	58,9%
Azufre	0,26%	a	3,39%
Valor calorífico	6452	a.	8020 cal/gm.

Estos análisis y las relaciones de volátiles, valor calorífico y carbono fijo nos indican que se trata de un carbón bituminoso con buen poder calorífico y bajo contenido de azufre y cenizas, con propiedades muy parecidas a las de los carbones del Cerrejón.

No se conocen estudios detallados que permitan establecer una cubicación confiable de las reservas de la cuenca. Alfonso Castro ( Informe No. 1579 del Servicio Geológico Nacional , 1970 ) cita reservas probables de 18 millones de toneladas para un área de 3800 x 800 metros, con un espesor promedio de 5 metros.

La misión japonesa de Japan International Cooperation Agency (1976) cubica el volumen de los mantos reportados en 64'627,000 toneladas, utilizando la traza geológica de algunos afloramientos y la fotointerpretación.

#### c. Carbones del Cerrejón

En el numeral 3 del presente volumen se describe ampliamente el estado actual, características, posibilidades y demás información relevante sobre estos yacimientos que se localizan en el valle del Río Ranchería en la zona sur del Departamento de

la Guajira, a unos 20 kms al noreste de la frontera Colombo-Venezolana.

Dadas las características óptimas del carbón del Cerrejón como combustible por su alto poder calorífico y por su bajo contenido de azufre (0.5%), se programó el desarrollo de sus reservas con fines de exportación, para lo cual se creó la Empresa Carbones Colombianos -Carbocol. Esta empresa tiene, dentro de su programa de operaciones, el propósito de desarrollar la minería para la explotación completa de la cuenca carbonífera (estimada en 300 millones de toneladas), la construcción de un ferrocarril al puerto de exportación y, en este último, la construcción de un muelle especial, con equipos adecuados para el embarque del carbón. La empresa tiene el programa de explotar inicialmente el área estudiada por la firma Peabody, para lo cual está realizando trabajos complementarios de investigación. Esta zona cuenta con reservas probadas de 79 millones de toneladas y proveerá el carbón para las plantas térmicas e industriales de la Costa, incluido Termocerrejón.

Los resultados de los ensayos efectuados a las muestras de los sondeos de las exploraciones dan los siguientes promedios :

	<u>Variación</u>		<u>Promedio</u>	
Humedad	2,3%	a	15%	8%
Cenizas	1%	a	6%	4%
Volátiles	32%	a	42%	38%
Azúfre	0,35%	a	1,0%	0,6%
Valor calorífico	7000	a	8000 cal/ gm	7500 cal/gm.

El carbón, de acuerdo con los ensayos efectuados no es coquizable, pero es de muy buenas condiciones para su empleo como combustible para la generación de vapor. Se clasifica como "carbón bituminoso, alto en volátiles, grado A y B de la clasificación de la ASTM".

d. Resumen y conclusiones sobre las posibilidades de utilización de los carbones de la Costa Atlántica.

i. Reservas

De los carbones estudiados las minas del Cerrejón son las que disponen de combustible con mejor calidad y con mayores reservas probadas, tal como se resume en el siguiente cuadro.

<u>Yacimiento</u>	<u>Reservas Probadas ( Mill de Ton )</u>	<u>Reservas Estimadas ( Mill. de Ton )</u>
Minas del Cerrejón	79	300
Minas de La Jagua	-	65
Bajo Cauca ( Purí - Cacerí )	-	10
Bajo Cauca ( Tarazá - Río Man )	-	50
Bajo Cauca ( San Jorge - Sinú )	-	-

ii. Costos de producción

Con el fin de evaluar la escala de costos de producción en los yacimientos estudiados, se obtuvieron algunos datos estimados en los estudios que se han realizado hasta la fecha por parte de las compañías a cargo de la exploración. Los costos de explotación más económicos corresponden a las minas del Cerrejón, así :

	<u>Costo por Ton puesto en la Mina</u>	<u>Costo de transporte hasta la Costa por Ton</u>
Minas del Cerrejón	US\$ 6.90	US\$ 2.26
Mina de La Jagua	US\$ 7.47	US\$ 4.50
Yacimientos del Bajo Cauca	No hay datos	US\$15,00



### iii. Facilidad de explotación

El carbón del Cerrejón es susceptible de ser explotado inmediatamente, a tajo abierto, en la zona estudiada por la Peabody. Los demás yacimientos de la Costa Atlántica deberán ser trabajados por minería subterránea, exceptuando algunos mantos aflorantes en la zona Purí-Cacerí, lo cual dificulta en términos relativos su explotación. En el caso de los carbones de La Jagua esta circunstancia implica que sólo se podrá disponer del 50% de las reservas estimadas de estas minas.

### iv. Accesibilidad

De acuerdo al programa de exportación del carbón del Cerrejón, en el futuro se dispondrá de vía férrea para su transporte hacia la Costa, lo cual facilitará también su transporte hacia las áreas de consumo interno, siendo posible utilizar para el efecto la carretera Ríoacha-Santa Marta-Barranquilla-Cartagena o el transporte por mar.

Los carbones de La Jagua y San Antonio (Córdoba, zona San Jorge-Sinú) disponen de buenas vías de acceso y comunicación. Por la Jagua pasa la carretera Bucaramanga -

Valledupar y a 40 kms de las minas se encuentra el Ferrocarril del Atlántico. San Antonio está conectado con la Troncal de Occidente y con la carretera Montería-Lorica-Tolú.

Las áreas cercanas a Caucasia y ubicadas al este y al oeste del Río Cauca presentan en general dificultad de acceso, lo cual afectará su futura explotación. Los ríos que cruzan estas zonas podrían, sin embargo, llegar a constituir vías adecuadas para la movilización del carbón.

#### v. Calidad

Los más altos grados de carbonización de los yacimientos estudiados son los de La Jagua y los del Cerrejón, siendo éstos los de mejor calidad para ser utilizados con fines térmicos.

Los carbones del Bajo Cauca poseen en general un alto contenido de humedad y un bajo grado de carbonización, catalogándose como carbones pardos o sub-bituminosos. Los demás elementos que los componen no causan ninguna dificultad para su utilización en calderas ( los contenidos de azufre y cenizas son relativamente bajos ).

Cabe mencionar nuevamente que los análisis conocidos hasta la fecha corresponden , con excepción al carbón del Cerrejón, a muestras tomadas en los afloramientos, en donde el carbón está oxidado.

vi. Conclusiones

El carbón es uno de los recursos más abundantes de la región de la Costa Atlántica. Los principales yacimientos son los del Cerrejón, en la Guajira, los cuales se caracterizan por un mineral de muy buenas condiciones para su empleo como combustible en centrales térmicas. En efecto, el contenido de azufre es del orden de 0.6% y el poder calorífico es de un promedio de 7500 kilo-calorías/kg.

Las reservas probadas son del orden de 79 millones de toneladas en el sector explorado más intensamente. La reserva potencial total puede ser mayor a los 300 millones de toneladas.

La conformación de los yacimientos en el Cerrejón permite la explotación a cielo abierto por el sistema de "Open pit", lo cual permite lograr costos de producción muy favorables para el mercado del combustible, tanto en el país como en

el exterior. Por estas circunstancias, esta mina se considera como la fuente primaria de combustible para la expansión térmica.

## 2.3 COMPARACION ECONOMICA DE LOS COMBUSTIBLES

### 2.3.1 Consideraciones Generales

Para determinar la conveniencia económica relativa de utilizar los diferentes tipos de combustible en la Central Térmica del Cerrejón se tuvieron en cuenta los siguientes factores :

- a. ~~A partir de Octubre de 1973, momento en el cual se forma~~  
lizó el reconocimiento de que el petróleo era un recurso natural agotable, los combustibles derivados de materias primas no renovables tienen en el mercado mundial un costo de oportunidad cada vez más alto.
- b. La política económica del Gobierno Nacional tiende a eliminar paulatinamente los subsidios al consumo de combustibles, particularmente en aquellos casos en los cuales éstos pueden ser sustituidos por otras fuentes energéticas cuya utilización haga más racional el aprovechamiento de los recursos naturales del país.
- c. El haber mantenido en el pasado precios bajos para los productores, desestimuló los trabajos de recuperación secundaria y la inversión en nuevas exploraciones y explotaciones de petróleo en Colombia. En consecuencia, se puede esperar que, en el futuro, los precios de los combustibles

se elevarán progresivamente para hacer económicamente rentable la producción nacional o para pagar las importaciones que la sustituyan.

- d. Bajo un esquema racional de evaluación económica, un proyecto de inversión se debe analizar suponiendo que cubre por sí mismo sus costos de funcionamiento, valorados éstos en términos reales para la nación.
- e. Si los combustibles necesarios para la generación de energía eléctrica siguen gozando en el futuro de precios subsidiados, su utilización resulta más atractiva desde el punto de vista financiero. No obstante lo anterior, su valoración real debe ser realizada desde el punto de vista nacional. Cualquier desviación (subsidio) indicaría únicamente que el combustible utilizado es más atractivo financieramente para CORELCA, pero no influye en la evaluación de su costo económico.

Tomando en cuenta los elementos mencionados y analizando la disponibilidad doméstica de combustibles y el comportamiento esperado en los próximos años en los mercados interno y externo de estos últimos, es posible establecer la comparación económica relativa del costo de los combustibles susceptibles de ser utilizados en la central térmica.

Normalmente, la comparación del costo de combustible se realiza convirtiendo los precios de mercado en precios por millón de Unidades Térmicas Británicas o BTU. Para efectos del presente estudio, se consideraron los siguientes poderes caloríficos máximos para los combustibles relevantes en el análisis.

Carbón del Cerrejón	$28.6 \times 10^6$ BTU/Ton
Carbón del Interior	$20.0 \times 10^6$ BTU/Ton
Fuel oil	150.000 BTU/GI
Gas Natural	1.000 BTU/pc

La comparación directa de los costos de los combustibles de acuerdo con sus poderes caloríficos no es exacta, porque cuando se utiliza carbón o fuel oil la caldera tiene mayor eficiencia que cuando se emplea gas natural <sup>1/</sup>. Por esta razón, la comparación definitiva de los costos de los combustibles relevantes para el estudio se realizó teniendo en cuenta los siguientes índices de eficiencia porcentual en la combustión:

INDICE PORCENTUAL DE EFICIENCIA

TERMICA EN LA COMBUSTION

Carbón 89.5%

<sup>1/</sup> El gas natural tiene un mayor contenido relativo de hidrógeno y, por lo tanto, se genera más agua en el proceso de combustión. El agua así producida se vaporiza, absorbiendo el calor del combustible quemado, reduciendo la energía útil de la combustión.

Fuel Oil 88.5%

Gas Natural 84.2%

### 2.3.2 Precios obtenidos para los Combustibles

#### a. Fuel Oil y Gas Natural

Los precios obtenidos de las distintas fuentes consultadas coinciden razonablemente 1/. Cuando se presentaron diferencias éstas pudieron ser explicadas en términos de calidades de los combustibles, del valor del transporte o del lugar geográfico de origen. Los precios del fuel oil y del gas natural por BTU, corregidos por las respectivas eficiencias térmicas de los combustibles, son significativamente iguales. Los resultados obtenidos se resumen en el Cuadro 1.

#### b. Carbón

Con relación al precio del carbón combustible en la Costa Atlántica, los resultados obtenidos son menos definidos que para el gas natural y el fuel oil. Por una parte, el precio internacional del carbón está significativamente afectado por el volumen de la transacción, a tal punto que una negociación en "pequeños" volúmenes puede llegar a tener aproxi-

1/ Ecopetrol, Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación, Revista "Pipe Line Industry".



madamente una prima negativa del 40% sobre el precio de una transacción "grande". Por otra parte, los distintos contenidos de materias volátiles, cenizas y azufre establecen diferencias en las calidades del mineral que dificultan las comparaciones. En el Cuadro 2 se resumen los resultados obtenidos según la fuente consultada.

Para el caso del carbón que utilizan las centrales térmicas del interior del país se ha supuesto que sería carbón no coquizable, el cual no sería exportable en el mediano plazo debido a la lejanía de los puertos de exportación (se tendrían costos de transporte interno superiores a los US\$ 15/Ton). En esta forma su costo en el interior se ha estimado con base en el precio interno promedio de 1976, US\$ 10/Ton (aproximado).

Con base en  $10 \times 10^6$  BTU/Ton se tendrá un costo de US\$ 0.50/  $10^6$  BTU para el carbón combustible en el interior del país.

## CUADRO 1

## PRECIOS FOB DEL GAS Y DEL FUEL OIL POR BTU EFECTIVO

1975			
<u>FUEL OIL</u>	BTU/Galón	=	150.000 -
	Eficiencia Calórica	=	88.5%
Precio por Barril <u>1/</u>		US\$	9.60
Precio por BTU			1.52/10 <sup>6</sup> BTU
Precio por BTU corregido por eficiencia calórica			1.72/10 <sup>6</sup> BTU
<u>GAS</u>	BTU/pie <sup>3</sup>	=	1000
	Eficiencia Calórica	=	84.2%
Precio por mil pies cúbicos		US\$	1.43 <u>2/</u>
Precio por BTU			1.43/10 <sup>6</sup> BTU
Precio por BTU corregido por eficiencia calórica			1.70/10 <sup>6</sup> BTU.

1/ 1 Barril = 42 Galones

2/ Calculado con base en la siguiente información:  
 Precio CIF Costa Este USA = US\$ 2.00 por mil pies cúbicos,  
 Costo de transporte marítimo = US\$ 0.37 por mil pies cúbicos,  
 Costo de Licuefacción = US\$ = 0.20 por mil pies cúbicos.  
 Por tanto, Precio FOB Costa Atlántica Colombia = US\$ (2.00 - 0.37 - 0.20) = US\$ 1.43.

## CUADRO 2

PRECIOS FOB POR TONELADA DE  
CARBON COMBUSTIBLE

Fuente	Fecha	Precios por Tonelada	Precio por 10 <sup>6</sup> BTU	Precio por 10 <sup>6</sup> BTU corregido por índice de eficiencia <sup>1/</sup> térmica.
IFI	Junio 1975	US\$ 21.00 <sup>2/</sup>	US\$ 0.74	US\$ 0.83
DNP	Julio 1975	25.00	0.87	0.98
Federación Nacional de Carboneros <sup>3/</sup>	Dic. 1975	23.00-30.00	0.81-1.05	0.90 - 1.17
Proexpo	Julio 1975	35.00	1.22	1.37
Revista Coal Week	Abril 1975	25.29	0.88	0.99
Revista Pipe Line Industry	(1975-1976)	33.75	1.18	1.32
American Industries and Resources Corporation	Sept. 1975	14.80	0.52	0.58

<sup>1/</sup> El índice de eficiencia térmica para el carbón utilizado en la corrección es de 89.5.

<sup>2/</sup> Estimado de acuerdo con la información obtenida.

<sup>3/</sup> Estimativos para Cerrejón Carboneras.

### 2.3.3 Resumen Comparativo

Tal como se presenta en el Cuadro 1, los precios en 1975 para el gas y el fuel oil por BTU corregidos por sus índices de eficiencia son de US\$ 1,70/10<sup>6</sup> BTU y US\$ 1.72/10<sup>6</sup> BTU, respectivamente. Puesto que los precios de estos combustibles son muy similares y están atados en razón de su sustitutibilidad, con el fin de simplificar el análisis, en el estudio de factibilidad económica del proyecto se utilizó un precio único de US\$1.70/10<sup>6</sup> BTU para estimar el costo de estos combustibles.

Así mismo, para el precio del carbón combustible en el interior del país se utilizó un valor único de US\$ 0.50/10<sup>6</sup> BTU.

Dada la dificultad existente para fijar con exactitud el precio relevante para el carbón combustible en la Costa Atlántica, y dado que éste oscila entre US\$ 15 y US\$ 35 por tonelada, se realizó un análisis de sensibilidad para precios de combustibles utilizando el siguiente esquema:

Precio del carbón en el interior :	US\$ 0.50/10 <sup>6</sup> BTU
Precios del gas y del fuel oil :	US\$ 1.70/10 <sup>6</sup> BTU
Precios de carbón del Cerrejón :	US\$ 0.59/10 <sup>6</sup> BTU (US\$15/ton)
	US\$ 0.98/10 <sup>6</sup> BTU (US\$25/ton)
	US\$ 1.37/10 <sup>6</sup> BTU (US\$35/ton)

Tomando en consideración que el costo del transporte hasta la Costa Atlántica del carbón del interior aumentaría en más de un 100%

su costo total, del cuadro anterior se deduce el atractivo económico del carbón del Cerrejón como combustible básico para la central ; especialmente al comparar su costo con el asignado al gas natural, combustible que se considera alterno para la iniciación de la operación de la Central dada su disponibilidad prevista para el mediano plazo en la región.

### 3. COMBUSTIBLE BASICO : EL CARBON DEL CERREJON

En este capítulo se describe ampliamente la situación actual de los yacimientos del Cerrejón y las características del carbón correspondiente, el cual será utilizado como combustible básico para la Central Térmica.

#### 3.1 DESCRIPCION Y ANTECEDENTES DEL YACIMIENTO

La cuenca carbonífera del Cerrejón se encuentra situada en el valle del Río Ranchería en la zona sur del Departamento de la Guajira, unos 20 kms. al oeste de la frontera Colombo-Venezolana. Su localización es  $11^{\circ} 00' N$  y  $72^{\circ} 45' O$ .

La zona carbonífera se extiende cerca de 40 kms. en dirección NE-SO. El área está comunicada por carretera no pavimentada con la capital del Departamento, Ríohacha, al norte y con la capital del Departamento del Cesar, Valledupar, al suroeste. Sobre la carretera, en la zona del Cerrejón, se encuentran las poblaciones de Fonseca, Barrancas, Papayal y Hato Nuevo. El ferrocarril del Magdalena que conecta a Bogotá con Santa Marta dista 200 kms. del Cerrejón hacia el suroeste. Para servicio de energía eléctrica de la mina se contará en principio con alimentación desde Valledupar, desde la planta de Termoballenas y eventualmente de Termocerrejón. Los servicios de agua se han desarrollado sólo para las necesidades de las poblaciones

existentes.

El terreno de la cuenca carbonífera se caracteriza por terrazas aluviales que se extienden a lo largo del Río Ranchería. Al oriente se levanta la cuchilla de Palmarito y el Cerro Cerrejón (750 mts.), derivaciones de las Serranías de Montes de Oca y Perijá. Las cuchillas y la zona del valle son cruzadas por cursos de agua que drenan al Río Ranchería. Los únicos flujos permanentes que afluyen son los de los arroyos Quebrada y Cerrejón.

La zona, en general, presenta una vegetación de malezas, principalmente cactus y arbustos espinosos. En algunas zonas se cultiva algodón o tabaco, se produce dividivi o se cría ganado.

La existencia de carbón en la Guajira se detectó desde el siglo pasado. En 1882, en informe de José Carlos Mano, se hacía mención al yacimiento.

En 1884, Henry Flory produce un informe específico sobre el Cerrejón, al cual se agregan posteriormente los informes de John May (1885), S.H. Lockett (1890), Osborne Engineering Co. (1905) y en 1914 el de una comisión inglesa.

Después de un largo lapso sin que se presentaran estudios se reiniciaron las investigaciones a partir de 1940, así :

- 1941 Víctor Oppenheim : La Cuenca Carbonífera de la Guajira. Reconocimiento preliminar que identificó 17 afloramientos de carbón.
- 1943 R. Arango y F. Paba Silva : Carbón del Cerrejón. Se localizaron numerosos afloramientos y se ejecutaron algunos muestreos en el sector de Sarahita.
- 1947, 1949 E. Hubach y Benjamín Alvarado. Objeciones al yacimiento de carbón y otros escritos, del segundo de los nombrados, sobre el Cerrejón, referidos a los trabajos de campo de R. Arango y de la Tropical Oil Company.
- 1948 Tropical Oil Co. Realizó 10 sondeos con profundidades hasta de 2000 pies, encontrando varios mantos de carbón que al ser correlacionados, mostraron una marcada lenticularidad.
- 1954 IFI : Programa de sondeos con cerca de 10,000 metros de perforación, el cual incluía además algunas investigaciones de superficie; los datos obtenidos en esta exploración fueron analizados posteriormente, en cuanto a costos de explotación, por W.H. Hinks y J.W. Woormer (1958).
- 1962 Pierre Vetter : Carbones del Cerrejón y de la Ja-



gua de Ibirico. Críticas a los sistemas de aforo de reservas empleados en trabajos anteriores y presentación de un plan de prospecciones y de un sistema para la evaluación del yacimiento.

- 1970 : en este año se editó el informe sobre el estudio geológico del área de Sarahita como conclusión de los trabajos ejecutados por la "Mining and Engineering Technical Services - METS" , compañía surafricana. El informe fué elaborado conjuntamente por METS, Ingeominas y el Departamento de Minería del IFI. Se perforaron 24 pozos de núcleo con un total de 14.222 pies. Se prospectaron 20 mantos con espesores variables entre 2 y 40 pies y se determinó la calidad del carbón. El informe da una cifra de 200 millones de toneladas de carbón probadas hasta profundidad de 800 pies.

En el mismo año aparece un informe del geólogo Alfonso Castro, en el cual se presenta la fotointerpretación y cartografía geológica detallada del área de Sarahita.

- 1974 Una misión de la República de Polonia efectúa un estudio de prefactibilidad sobre los datos del informe METS en el que se señalan programas complementarios de exploración, anteproyectos de explotación, alternativas de transporte a puerto de embarque y costos estimados para cada una de las fases.

### 3.2 EVALUACION GEOLOGICA Y RESERVAS

#### 3.2.1 Geología Regional

La zona del Cerrejón, en su cuenca carbonífera, forma el núcleo de un sinclinal Cretáceo - Jurásico altamente fallado y fracturado con dirección SO-NE.

El rumbo general de los estratos es N 40°E casi paralelo con la orientación de las fallas y pliegues que caracterizan la región. El sinclinal se extiende desde las poblaciones de San Juan del Cesar hasta Cuesitecita, donde encuentra la falla de Oca. Esta falla corta la cordillera al norte de la zona carbonífera.

Las principales estructuras que se desarrollan en el área son :

- a. La falla de Cerrejón, de dirección SO-NE que limita el flanco oriental del yacimiento y causa el cabalgamiento de rocas cretáceas y jurásicas sobre el Terciario carbonífero, pudiendo haber ocasionado algunos trastornos en los mantos superiores de carbón.
- b. La falla del Río Ranchería, más o menos paralela a la anterior que controla en parte el curso del mismo río, falla que es aproximadamente vertical y que se manifiesta en superficie por el replegamiento y fracturamiento repentino

del flanco SE del anticlinal de Papayal.

- c. El anticlinal de Papayal, conformado por rocas de la formación Hato Nuevo .
- d. El sinclinal de Sarahita y el anticlinal de Palmarito, que se desarrollan en la parte central del área estudiada.
- e. El anticlinal de Rosillas, situado al NE del sector, del mismo nombre y en el cual, según los datos obtenidos en seis (6) de los taladros de la Tropical Oil Co. (con profundidades superiores a los 400 pies), existen varios mantos de carbón pertenecientes a la unidad basal o inferior del Terciario.

Además de las estructuras anotadas, existen en el área varias fallas menores, satélites de las descritas anteriormente y que cortan la zona transversalmente con direcciónes variables.

En resumen se tienen en el área de El Cerrejón dos conjuntos de fallas principales : uno de Fallas de Rumbo , y el otro de Fallas Transversales.

Según informe de A. Castro (1970) se presenta la siguiente secuencia en la estratigrafía del Cerrejón :

Cuaternario :	Aluviones no consolidados y talus
Terciario inferior :	Formación carbonífera del Cerrejón
Cretáceo/Terciario :	Formación Hato Nuevo. Sedimentos marinos con poca profundidad.
Cretáceo medio :	Formación Cogollo - Calizas
Precretáceo :	Suelos volcánicos.

Se describen a continuación los tipos de roca sedimentaria que más atañen al yacimiento de carbón y a su explotación :

a. Terciario Inferior - Formación Cerrejón

Esta formación ocupa el Sector Central del área estudiada; se extiende desde su contacto con la Formación Hato Nuevo hasta la falla de Cerrejón, donde es cabalgada por calizas de la formación Cogollo y las rocas rojas del pre-Cretáceo.

Siguiendo la tectónica general, es probable que esta formación se extienda en dirección SW hasta Fonseca y en dirección NE hacia Carraipá, en una distancia aproximada de cincuenta (50) kilómetros.

Presenta esta información una secuencia de areniscas grises, pardas amarillentas en superficie, de grano fino a medio, arcillosas, algunas veces calcáreas, compactas, en estratos delgados ; muy esporádicamente se presentan areniscas con estratificación cruzada interestratificadas

con las areniscas se encuentran shales grises, compactos a laminares, a veces con impresiones de restos vegetales; shale negro compacto y shale arenoso que en algunos sectores de la formación predominan sobre las areniscas y arcillas grises en ocasiones o carbonosas. En general, la formación se caracteriza por la presencia de estratos arcillosos de muy baja permeabilidad. La formación es bastante rica en carbón. Según los registros de las perforaciones realizadas, se han identificado veinte (20) mantos de interés económico con espesores variables mayores de 60 centímetros y numerosos mantos menores o con extensión horizontal limitada.

b. Depósitos Cuaternarios

Cubren gran parte de la zona plana del área estudiada por el IFI y Peabody y de las prolongaciones Sur y Norte del yacimiento donde se encuentran depósitos aluviales y terrazas que tal vez corresponden a abanicos aluviales. La zona de colinas está regularmente cubierta por taludes y derrumbes provenientes de la degradación de las rocas presentes en las cuchillas de Palmarito y el Cerro Cerrejón.

Las terrazas y depósitos aluviales están constituidos por

arenas arcillosas, regularmente porosas con bloques de calizas grises, shales rojos, y algunos guijos de andesita porfirítica. Su espesor es bastante variable; en las perforaciones realizadas en la parte plana se encontró que alcanza espesores de hasta 15 a 20 metros y parece que al sur del Río Palomino su espesor puede aumentar considerablemente.

Las fallas longitudinales y transversales que se presentan en la zona al Sureste de Sarahita se repiten con intervalos no mayores de 1 km. y su desplazamiento es del orden de 5 mts.

Los planos de falla ejercerán gran influencia sobre las reservas reales de carbón, ya que dada la forma lenticular de los bloques, pueden ocurrir interrupciones de los mantos de carbón a través de dichos planos. Esto puede conducir a que sea alto el porcentaje de finos en el producto extraído de la mina en esta zona.

### 3.2.2 Mantos de Carbón

Se identifican, según el estudio de METS, 20 mantos de carbón. Tanto el espesor como los intervalos entre mantos varían en el yacimiento, probablemente por razones de origen tectónico y sedimentario.

El análisis fotogeológico, aunado a la observación de algunos

afloramientos, demuestra que los mantos de carbón se extienden al NE y SO del sector perforado y explorado en detalle ; más aún, estratigráficamente aparece en posiciones más altas y en las estribaciones de los cerros que limitan la formación por el oriente.

En el área de Sarahita, los carbones han sido convenientemente divididos en dos grupos: el inferior que comprende los mantos 1 a 10, subplegados, y el superior con los mantos 11 a 20 más o menos constantes a lo largo del rumbo.

El estudio macroscópico de las muestras indicó que se trata de un carbón brillante a mixto, de fractura irregular, lustroso y con granulación fina a media laminada. Las capas entre mantos varían en tamaño y textura de los granos. Se observan argilitas, shale carbonácea dura, rocas de grano grueso cementadas con cal, relativamente duras y masivas.

Los sistemas de explotación se podrán definir después de completar los estudios y una vez se tengan los mapas de las capas intermedias.

### 3.2.3 Estimación de las Reservas

Según el estudio de METS (1970) se tienen los siguientes estimativos para las reservas probables en la zona estudiada de Sarahita :

<u>Métodos de Minería</u>	<u>Tonelaje explotable</u>	<u>Relación de descapote Yda<sup>3</sup>/Ton</u>
a. A cielo abierto hasta 500 pies debajo de la superficie.....	80'874.000	12.7/1
b. A cielo abierto hasta 500 pies y con relación a descapote hasta 10/1 .....	51'187.000	8.1/1
c. A cielo abierto hasta 800 pies debajo de superficie .....	121'600.000	13.5/1
d. Con minería subterránea hasta 800 pies de profundidad .....	68'874.000	-

Estudios recientes en los cuales el estimativo de reservas se basa en el criterio de explotación a cielo abierto (50 metros de profundidad) y espesores mínimos de manto de 2 metros dan unas reservas probadas de 80 millones de toneladas para el área de las Concesiones del IFI. La relación de descapote es de 4 a 11, con un promedio de cerca de 6.5.

### 3.3 CARACTERISTICAS DE LA MINERIA

La explotación del depósito podrá tener dificultades dado el número de mantos presentes, las variaciones en profundidad y buzamiento y las características geológicas de la cuenca.

Una explotación a cielo abierto del carbón hasta 50 metros de profundidad se considera como técnicamente factible y obviamente será el sistema más favorable desde el punto de vista de costo de producción de carbón.



Se emplearán para esta extracción, equipos adecuados que se definirán cuando los estudios "in situ" hayan sido terminados.

Se anticipa que, de acuerdo con los materiales de descapote más frecuentes en la zona y por razón de los buzamientos de los mantos, resulta más aconsejable el empleo de excavadoras tipo draga y tractores en la extracción del carbón y la remoción de los materiales entre mantos.

Si la Central entra en operación antes de que la mina se encuentre en explotación comercial, se podrá seleccionar un área con buena densidad de carbón para que se puedan usar equipos de movimiento de tierra tradicionales, tales como : tractores, cargadores, palas-dragas, etc. , con el fin de llevar a cabo una explotación preliminar con destino a la Planta.

Los costos de producción para minas a cielo abierto, basados en datos para explotaciones similares en Nuevo México, Arizona y Wiforming y en los costos estimados por la Peabody Coal Co. se resumen a continuación.

La proporción de los costos es la siguiente :

Mano de obra	25%
Operación	35%
Capital	40%

A medida que aumente la producción total de la mina de 1 millón a 5 millones de toneladas, el costo disminuye en un 25%.

Los costos según las fuentes anotadas son :

Minas U.S.	Peabody
US\$/TM	US\$/TM
(1974)	(1975)
4.4	6.90 *

Los rendimientos de producción para minas a tajo abierto en Estados Unidos y los estimativos para el futuro son, en toneladas por hombre por turno :

1974	1980	1985	1990
37	43	50	52

Una vez extraído el carbón se transportará a un punto de preparación y cargue al ferrocarril que lo lleve al puerto de exportación. El proceso de preparación que se ha considerado es el de trituración primaria y clasificación del material.

### 3.4 CALIDAD DEL CARBON

En el presente numeral se reseña la información disponible y los resultados obtenidos sobre la calidad del carbón del Cerrejón.

\* Incluye infraestructura para viviendas y servicios complementarios.

### 3.4.1 Generalidades

La mayoría de las características de un carbón son reveladas por su análisis próximo, último y petrográfico, los cuales se describen a continuación :

#### a. Análisis próximo

Las evaluaciones hechas por medio del análisis próximo son convencionales y no representan los constituyentes actuales y específicos de un carbón, ni su determinación tiene un significado absoluto. Su determinación empírica, sin embargo, nos da una medida de la calidad del carbón y por ello el análisis próximo es utilizado como un criterio para su clasificación como combustible porque suministra la caracterización más simple de un carbón.

El análisis próximo es el método más simple y rápido para tener una idea de las características generales de un carbón. Este tipo de análisis es comúnmente utilizado para el avalúo comercial de carbones combustibles y conlleva la determinación de los porcentajes relativos de humedad, materias volátiles, cenizas y carbono fijo. Frecuentemente los contenidos de azufre y el poder calorífico también son determinados en este análisis.

b. Análisis último

El análisis último es más preciso que el próximo debido a que en él se determinan los porcentajes de los elementos que constituyen el carbón como sustancia. El análisis último sirve como una guía para determinar el rango y la naturaleza del carbón y por ello es frecuentemente usado para su clasificación. Igualmente, el análisis último de un carbón es esencial para calcular la cantidad de aire requerido para su combustión económica y para obtener otros datos sobre su uso como fuente de energía calórica, siendo por lo tanto muy valioso para el diseño y control de la eficiencia térmica de las plantas y efectuar los balances de materiales en las pruebas de calderas.

El análisis último de un carbón es un procedimiento especializado que incluye la determinación de los porcentajes relativos de carbono, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno y azufre, presentes en el carbón como sustancia. Otros elementos menores, presentes en pequeñas cantidades, no son tenidos en cuenta en la realización de un análisis último y se reportan siempre dentro de las cenizas.

Posteriormente, y en forma separada, se determina la ocurrencia de elementos nocivos según el uso que se le

dará al carbón, tales como el cloro, el fósforo, el arsénico, el hierro, etc.

c. Análisis petrográfico

El carbón, aunque es considerado como un mineral, técnicamente no lo es, por estar constituido por un grupo de rocas que tienen un origen orgánico común. Por ello, al formar una roca, el carbón está compuesto de un buen número de constituyentes que pueden ser identificados al microscopio, lo que dió lugar a la formación de la petrografía del carbón, cuya terminología no está aún unificada, existiendo dos sistemas principales basados uno en el uso de luz reflejada y el otro en el de la luz transmitida.

Por otra parte, macroscópicamente son reconocibles algunos constituyentes en forma de bandas y éstos se denominan bajo el nombre genérico de "litotipos", siendo los más conocidos : la vitrita (vitrain), la clarita (clarain) y la fusita (fusain).

Experimentos realizados indican que algunos litotipos se parten más fácilmente que otros, y así, la fusita requiere la mitad de la fuerza necesaria para triturar la vitrita, y la clarita necesita tres veces la fuerza requerida por la fusita, mientras que la durita se parte únicamente con

la utilización de una fuerza 7 veces mayor.

d. Características del carbón

Las características de un carbón, más relevantes para la selección y el diseño de un sistema de combustión con carbón pulverizado son las siguientes :

- 1- Poder calorífico
- 2- Humedad
- 3- Molibilidad
- 4- Materias volátiles y carbono fijo
- 5- Contenido de cenizas
- 6- Fusibilidad de las cenizas
- 7- Contenido de azufre

A continuación se describe en mayor detalle la importancia de estas características .

Poder calorífico. El poder calorífico es una de las características más importantes para el diseño general de los equipos de combustión puesto que determina las cantidades de carbón necesarias para una generación de vapor dada.

Por otra parte, el costo de un carbón térmico está basado en su valor calorífico.

Humedad . La humedad es una características inherente al carbón como sustancia pero su contenido puede aumentarse por ingreso de agua a la mina o por exposición directa cuando se almacena. Un alto contenido de humedad en un carbón afecta el rendimiento de los equipos de pulverización y consume energía adicional durante la combustión.

Molibilidad . El índice de molienda del carbón tiene relación directa con la eficiencia de pulverización y por lo tanto con el diseño de los equipos correspondientes. Se define como la determinación de la facilidad de pulverizar un carbón por comparación con un standard de 100% de molibilidad.

Materias volátiles y carbono fijo . Se definen como tales la porción que se convierte en gas en el proceso de calentamiento del carbón. El residuo sólido, después de la corrección por contenido de cenizas, se reporta como carbono fijo. El porcentaje de éste dividido por el de materias volátiles se conoce como la relación de combustión.

Las propiedades coquizantes de un carbón están estrechamente ligadas a su contenido de materias volátiles. Con un gran contenido de éstas el carbón no es coquizable.

Los porcentajes de carbono fijo y materias volátiles se emplean en la clasificación estándar de la A.S.T.M. para carbones de alto rango.

Contenido de Cenizas . Las cenizas son el residuo inorgánico resultante de la combustión completa del carbón y se deriva de los constituyentes minerales del mismo.

Las cenizas no poseen valor calorífico e interfieren la combustión del carbón al formar un "clinker" en los quemadores. Son la porción sin valor en el proceso de combustión, que debe removerse y puede afectar la operación de los equipos.

La fusibilidad de las cenizas es un factor determinante en la selección del equipo de combustión. Carbones con cenizas que se ablandan y funden a temperaturas relativamente bajas pueden formar clinker en los lechos estáticos de combustible y depositar escoria en las paredes y en los tubos de las calderas. Sin embargo, estos carbones con cenizas de baja fusibilidad no causan problemas en calderas con combustible pulverizado y remoción de cenizas del fondo por método líquido.

Contenido de Azufre . El azufre, si se encuentra en forma de pirita o como compuesto orgánico, contribuye en



forma casi insignificante a generar calor cuando el carbón es quemado (Azufre combustible), resultando perjudicial cuando se presenta en cantidades considerables debido a que los productos de su combustión se combinan con la humedad condensada, formando líquidos corrosivos.

La cantidad de azufre en el carbón es factor determinante para juzgar el potencial de contaminación del aire y la corrosividad de los productos de su combustión.

e. Composición química del carbón

Carbono e hidrógeno . El carbono y el hidrógeno son los dos elementos más importantes en el carbón como sustancia . Carbones de alto rango tienen altos contenidos de carbono y son bajos en hidrógeno, mientras que los de bajo rango son bajos en carbono y altos en hidrógeno.

Oxígeno . La cantidad de oxígeno presente en un carbón tiene una gran importancia en la determinación de su rango y propiedades . Carbones con bajo contenido de oxígeno son altos en rango y poder calorífico, mientras que los que poseen altos contenidos de oxígeno son bajos en rango y poder calorífico. Para el caso de carbo-

nes coquizables, un aumento en oxígeno significa una disminución de sus propiedades coquizantes.

Nitrógeno . El nitrógeno aparece en el carbón dentro de un-1% a un 2% y es importante únicamente para producción de amonía en procesos de carbonización o coquización, como sub-producto de los mismos.

#### 3.4.2 Resumen de la información disponible

Los resultados de los ensayos efectuados con anterioridad a este estudio a las muestras de los sondeos de las exploraciones dan los siguientes promedios :

	<u>Variación</u>	<u>Promedio</u>
Humedad	2.3% a 15%	8%
Cenizas	1 - 6%	4%
Materias volátiles	32 - 42%	38%
Azufre	0.35 - 1.00%	0.6%
Valor calorífico	7.000 - 8.000	7.500 cal/gm

Se clasifica el carbón como "Carbón bituminoso alto en volátiles, grado A y B de la clasificación de la A.S.T.M.

Las tablas que se presentan a continuación muestran el resumen de los datos de análisis del carbón obtenidos.

El carbón, de acuerdo con ls ensayos efectuados no es coquiza-

ble pero es de muy buenas condiciones para su empleo como combustible en centrales térmicas a carbón.

Su clasificación como roca según la terminología modificada de Stopes, es Clarein.

A continuación se presenta la información sobre la calidad del carbón obtenida en los estudios elaborados conjuntamente por la "Mining and Engineering Technical Services -METS", Ingeominas y el Departamento de Minería del IFI, los cuales culminaron en 1970.

YACIMIENTOS DEL CERREJON

Manto No. de muestras	Espesor Aparente (pulg.)	Humedad		Cenizas		Volátiles		Carbón Fijo		Coque 1/		Azufre		Valor Calorífico cal/gr.	P. L. aparente	Hinchamiento	
		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%					
1	60	1.28 - 2.24	3.41	35.74	37.70	57.92	58.01	65.30	64.26	0.63	1.34	7.928	8.090	1.22	1.23	3.57	4.5
2	58	1.64 - 2.56	0.75	33.36	36.61	59.73	61.20	63.49	66.64	0.49	1.15	7.987	8.148	1.225	1.245	1.0	5.5
3	60	1.11 - 3.60	0.97	33.68	37.47	57.95	61.95	62.53	66.32	0.38	0.80	7.790	8.112	1.210	1.230	1.5	3.0
4	22	1.37 - 3.69	1.17	32.98	38.61	54.17	60.79	61.39	67.02	0.38	1.30	6.982	8.103	1.216	1.254	1.0	3.5
5	17	1.41 - 4.18	0.45	29.21	38.58	49.63	60.54	61.43	71.78	0.30	1.00	6.435	8.015	1.203	1.259	1.0	3.0
6	11	0.90 - 3.22	0.46	15.60	32.84	39.67	47.63	59.85	67.16	0.39	0.60	6.592	8.710	1.203	1.381	1.0	3.5
7	36	0.46 - 5.84	0.50	15.60	32.84	39.21	47.68	60.79	67.16	0.30	1.11	6.592	8.497	1.179	1.282	1.0	3.0
8	18	1.63 - 6.07	0.65	11.58	30.08	40.07	35.50	49.82	66.57	0.40	0.66	5.415	8.046	1.202	1.287	0.5	4.0
9	48	2.77 - 7.80	0.60	11.87	33.00	39.70	40.16	60.21	67.00	0.33	1.07	6.674	8.101	1.201	1.290	1.0	4.0
10	7	1.76 - 7.80	0.95	12.92	35.41	38.92	47.70	61.18	64.59	0.26	0.66	6.690	7.792	1.212	1.262	1.0	1.5
11	183	2.98 - 8.25	0.77	1.78	36.88	39.59	51.24	60.49	63.12	0.21	0.66	7.213	7.975	1.192	1.251	1.0	1.5
12	5	2.64 - 7.44	2.08	6.33	31.74	37.40	53.60	61.60	68.47	0.40	0.76	7.522	8.888	1.180	1.260	0.5	1.0
13	6	3.57 - 4.45	0.60	5.58	35.01	38.47	64.44	68.33	64.99	0.30	0.44	6.945	7.641	1.202	1.264	0.5	1.0
14	37	5.37 - 7.23	1.01	2.70	37.79	40.15	51.24	55.98	62.21	0.37	0.74	6.370	7.491	1.203	1.276	0.5	1.0
15	168	4.71 - 6.69	0.67	2.09	35.63	40.45	53.11	59.55	64.37	0.32	0.71	7.156	7.710	1.253	1.267	-	-
16	163	4.00 - 8.58	0.92	2.83	37.03	39.47	53.09	60.53	62.97	0.22	0.79	5.371	7.528	1.187	1.332	-	-
17	145	4.70 - 6.57	0.78	6.82	36.57	40.75	48.25	56.41	63.43	0.49	1.22	6.544	7.528	1.193	1.289	-	-
18	13	4.08 - 13.50	0.68	19.63	29.07	38.93	47.22	55.93	61.07	0.23	0.60	5.920	7.566	1.175	1.341	-	-
19	40	5.57 - 8.49	0.79	4.07	29.15	41.45	49.59	56.13	64.88	0.15	0.56	5.427	7.319	1.186	1.233	-	-
20	28	5.66 - 8.23	0.92	36.59	23.70	36.75	34.05	63.25	73.30	0.19	0.36	4.164	7.081	1.200	1.363	-	-

FUENTE : Estudio "METS, Ingoeminas, IFI" - 1970

1/ Coque + Humedad + Cenizas + Carbón Fijo

Otras características físico-químicas obtenidas son :

a. Análisis Ultimos

Manto No.	% C	% H	% N	% O
9	73.81	9.92	1.26	16.69
18	67.80	5.03	1.23	24.49
4, 5, 6, 8 compuesto	81.00	5.6	1.7	11.1

b. Análisis de Microlitotipos

Manto No.	% Vitrinita	% Clarita	% Fusita	% Carbominerita
9	18.4	16.4	2.6	1.8
18	21.1	29.9	2.0	0.7

c. Análisis Maceral

Manto No.	% Vitrinita	% Exinita	% Inertes	% Macerales visibles
9	76.4	8.4	12.6	2.6
18	80.0	9.9	9.8	0.3

## d. Test Dilatómico

Manto No.	% Concentración	% Dilatación	Amplitud de Dilatación
9	38	— 38	0
18	14	— 14	0

## e. Índice Roga

Manto No.	Índice
9	20
18	3

## f. Test de Plastometría Gieseler

Manto No.	Máximo divisiones / minuto
9	7
18	0

## g. Ensayo Fisher

Manto No.	% Alquitrán	% de agua (descomposic.)	% Gas	% Coque
9	12.1	4.2	14.2	69.5

### 3.4.3 Toma de muestras y análisis del carbón

Teniendo en cuenta las necesidades del estudio y diseño de la Central Térmica del Cerrejón, se programó la evaluación de la calidad del carbón que utilizará la planta, mediante la ejecución de varios túneles inclinados que siguieron la línea de mayor pendiente de algunos mantos carboníferos existentes en tres (3) zonas preseleccionadas, denominadas como A, B y C en este Informe.

Se buscó en esta forma obtener muestras, lo más representativas posibles, de cada uno de los mantos investigados, simulando además los distintos flujos esperados del carbón cuando éste sea explotado en una de estas zonas o en varias de ellas, en forma simultánea. En el Apéndice II-1 se describe la metodología utilizada para desarrollar tales trabajos.

Con la determinación de los parámetros máximos y mínimos requeridos como factores básicos para el diseño de los sistemas de combustión, se puede confiar en que existe suficiente garantía de que con ellos se obtendrán diseños confiables y económicos de los equipos proyectados.

A continuación se resumen los resultados de los análisis realizados por la Montan Consulting GMBH en Alemania y el Instituto de Investigaciones Tecnológicas en Colombia a las muestras obtenidas en este estudio.

PROYECTO TERMOCERREJON

RESULTADOS ANALISIS DEL CARBON

Análisis realizados por la Montan Consulting GMBH en Alemania

MUESTRAS COMPUESTAS

CARACTERISTICAS QUIMICAS	ANALISIS	UNIDAD	MUESTRAS COMPUESTAS										
			ZONA			ZONA			ZONA				
			A	B	C	A+B	A+C	B+C	A+B+C				
CARACTERISTICAS QUIMICAS	ANALISIS PROXIMO	HUMEDAD	%	15.4	6.9	6.1	11.7	11.9	5.8	9.2			
		MATERIAS VOLATILES	%	43.2	41.0	37.7	41.5	41.2	39.6	40.0			
		CARBONO FIJO	%	37.3	49.9	54.3	43.4	43.7	52.8	48.0			
		CENIZAS	%	4.1	2.2	1.9	3.4	3.2	1.8	2.8			
	ANALISIS ULTIMO	AZUFRE	%	1.53	0.53	0.59	0.49	0.43	0.57	0.5			
		PODER CALORIFICO	CAL/GM		6050	7518	7194	6954	6439	7378	6876		
		FOSFORO	%	.0001	.008	.006	.005	.003	.007	.005			
		CARBONO	%	67.3	78.0	76.5	73.8	74.3	77.2	73.5			
		HIDROGENO	%	3.63	5.09	4.39	4.02	4.14	4.96	4.1			
		NITROGENO	%	1.58	1.65	1.59	1.69	1.67	1.73	1.71			
		OXIGENO	%	21.8	12.5	15.0	16.6	16.3	13.7	17.4			
	FUSION CENIZAS	TEMP. DE ABLANDAMIENTO	°C	1190	1210	1240	1230	1190	1160	1250			
		TEMP. DE FUSION	°C	1220	1450	1310	1320	1240	1300	1300			
		TEMP. DE FLUIDEZ	°C	1260	1450	1320	1330	1260	1420	1320			
CARACTERISTICAS FISICAS	DILATACION	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> EN LAS CENIZAS	%	12,6	13,0	14,2	12,8	13,3	17,9	14,8			
		INDICE DE HINCHAMIENTO		0	1/2	0	0	0	1/2	0			
		TEMP. DE ABLANDAMIENTO	°C	384	380	392	385	389	395	388			
		TEMP. DE SOLIDIFICACION	°C	---	---	---	---	---	---	---			
		CONTRACCION	%	3	17	9	9	6	12	8			
		DILATACION	%	---	---	---	---	---	---	---			
		MAXIMA FLUIDEZ	DDPM	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND			
		GRUPOS MACERALES	VITRINITA	%	58	70	71	66	67	69	69		
EXINITA	%		6	4	6	4	4	6	5				
RESINITA	%		25	19	18	22	22	20	21				
MINERALES	%		11	7	5	8	7	5	5				
REFLECTANCIA VITRINITA	%		0.49	0.55	0.69	0.56	0.63	0.62	0.58				









Tal y como puede apreciarse en estos análisis, la Zona A es la que posee los carbones de inferior calidad, resultando muy similares las calidades promedias de los carbones muestreados en las Zonas B y C. Las muestras compuestas (Zonas A+B, B+C, C+A, A+B+C) dieron altos contenidos de humedad por haberse mezclado, en alto grado, carbones oxidados de las Zonas A y C.

Sin embargo, en cada una de las zonas investigadas, se aprecian notables diferencias en calidad entre mantos vecinos y aún dentro de la estructura misma de cada manto de carbón investigado.

Por ejemplo, es notable el contraste existente entre las diferentes muestras de canal tomadas de techo, piso y a través (vertical) de cada manto atravesado con los túneles, tal y como ocurre en la Zona B, donde, en dos de los mantos investigados (el 11 y el 12), la calidad es mejor hacia el techo, ocurriendo el fenómeno contrario en el manto 13 vecino de los anteriores.

En algunos casos los resultados reflejan claramente cuales muestras corresponden a material que, al concluir el túnel, aún aparecía con algunos efectos de oxidación y que, sin embargo, fueron tomados por no justificarse la continuación de los túneles al no presentar mejoría notable cuando se profundiza-

ba en ellos (caso del manto 3 Zon C ó caso del manto E de la Zona A).

A continuación se resumen los resultados más importantes.

El valor promedio de la humedad resultó ser del 6.5%, cabe anotar que este parámetro es importante por su gran influencia en la determinación de la capacidad del pulverizador como se observa en el gráfico N° 1. El contenido de cenizas resultó del 3.5%.

El menor índice de molibilidad Hargrove encontrado es de 59, valor que se podrá tomar como base para el cálculo de la eficiencia de los molinos.

Las cenizas volátiles están entre 40 y 50%, lo que de por sí nos indica que la temperatura de ignición de este carbón estará entre los 1000 y 1200°F y que la cantidad teórica de aire necesario para su combustión será de unas 7,55 lb/10.000 BTU (Véase gráfica N° 3).

El carbono fijo dió un promedio de 40%, algo inferior a lo previsto. Este valor será la proporción del combustible que será quemado como partículas sólidas en el sistema de combustión.

Los contenidos de azufre detectados son sumamente bajos, lo cual contribuirá a evitar problemas de corrosión y contaminación ambiental.

El poder calorífico promedio de las muestras analizadas se tomó como 6 700 cal/gm, también inferior a lo previsto según la información existente.

La prueba de fusión de las cenizas se redujo únicamente a la determinación de la temperatura de fluidez en algunas muestras analizadas por el I.I.T. al no poder determinar la temperatura inicial de deformación ni la de ablandamiento en los laboratorios colombianos por carencia de los elementos requeridos para la realización de estas determinaciones. Las pruebas realizadas en Alemania coincidieron con estas determinaciones y dieron valores para el ablandamiento y la fusión de las cenizas con diferencias cercanas a los 90°C.

El análisis de la composición de las cenizas no se efectuó porque su aplicación práctica solo tiene validez cuando es usada para predecir la temperatura de ablandamiento de las mismas ó para calcular la viscosidad de las escorias, y este importante factor no requirió ser analizado por presentar las cenizas una temperatura de ablandamiento inferior a los 1310°C y por tratarse de un sistema de carbón pulverizado.

El índice de hinchamiento se utiliza como medida relativa de la capacidad de formar una masa coherente que interfiera el flujo uniforme de aire a través del lecho de combustible. Los valores

encontrados son favorables para la buena operación del hogar.

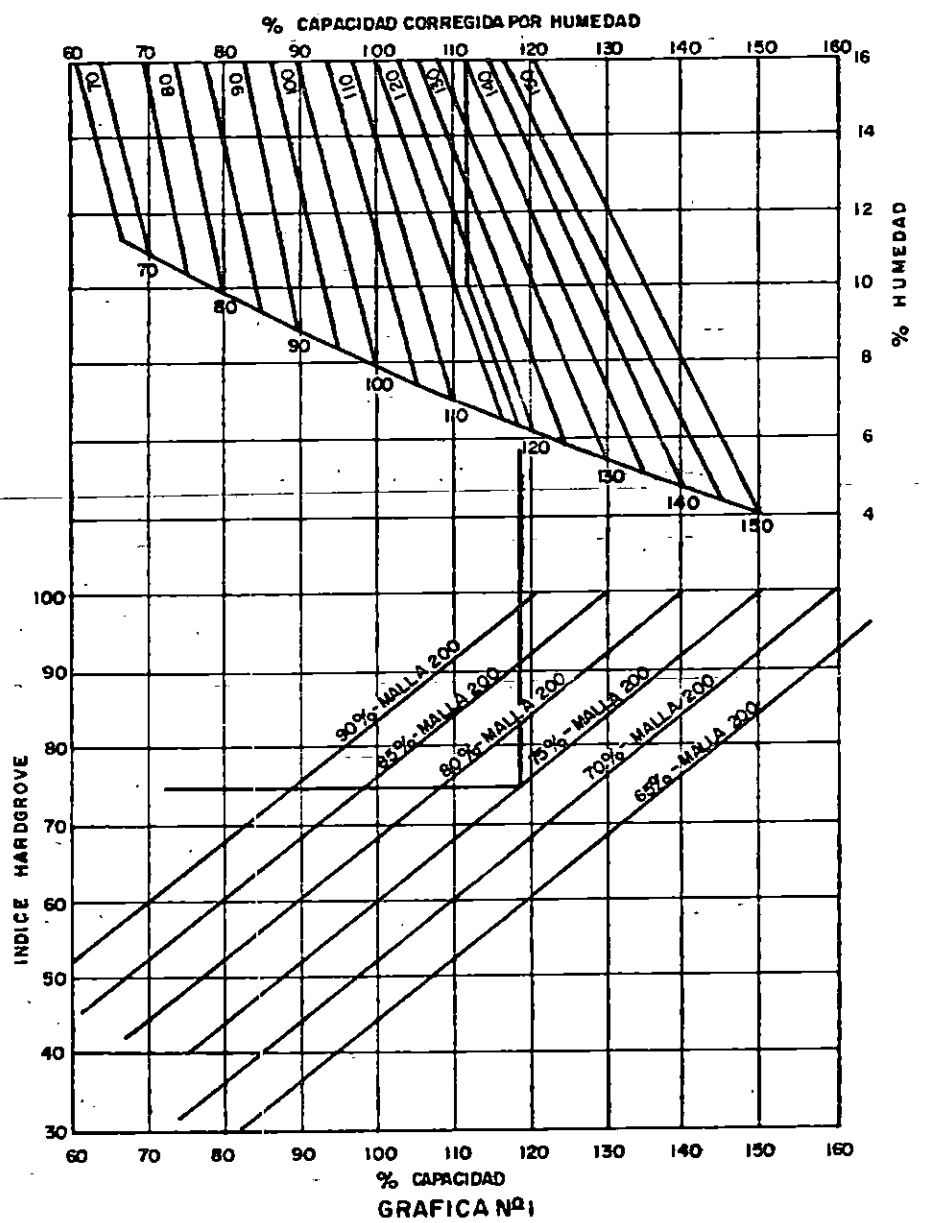
Con las temperaturas de fluidez obtenidas, no se espera tener ninguna acumulación de clinker en los lechos y paredes del hogar ni obstrucciones en las parrillas o esfuerzos por dilatación ó contracción de este combustible sólido.

---

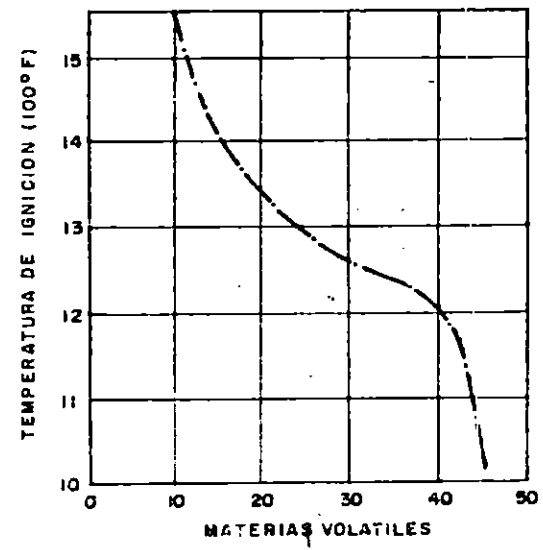
~~Por el alto contenido de vitrinita, se puede suponer que este carbón se dejará pulverizar con facilidad, llegando inclusive a producir polvo durante su futura explotación. Este factor corrobora su clasificación como hulla brillante de llama larga.~~

El contenido de inertinita inhabilita este carbón para la producción de coque en forma directa.

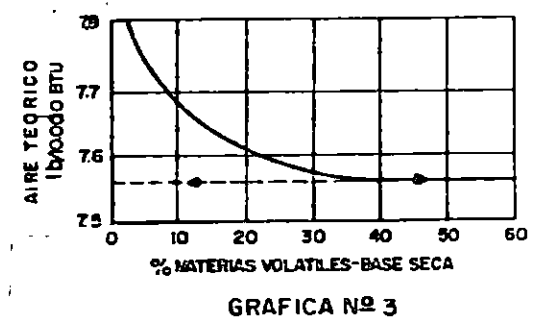
**PROYECTO TERMOCERREJON  
DATOS PROYECTADOS DE LOS ANALISIS**



GRAFICA Nº 1



GRAFICA Nº 2



GRAFICA Nº 3



### 3.5 DESARROLLO DE LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DEL CARBON.

#### 3.5.1 Contrato IFI-Peabody

En Noviembre de 1972 se inició la ejecución del contrato de exploración en el área de las concesiones otorgadas por el Gobierno Nacional al Instituto de Fomento Industrial - IFI -, según memorando de acuerdo suscrito con fecha Septiembre 13 de 1972 entre la Peabody Coal Co. y el Instituto de Fomento Industrial - IFI -. Los trabajos se desarrollaron en dos fases, la primera de las cuales comprendía la evaluación preliminar del yacimiento. En Agosto de 1973 fué presentado por la Peabody el Informe correspondiente, en el cual se daba un orden de magnitud de 347 millones de toneladas de carbón en el área estudiada.

El Ministerio de Minas y Energía, mediante Decreto N° 1704 del 25 de Agosto de 1973 declaró reserva especial el área comprendida entre los siguientes límites : al Norte, el Corregimiento de Carraipá; al Sur, la Inspección de Policía de Buenavista ; al Oriente, por la línea fronteriza con Venezuela y al Occidente, el límite natural de las estribaciones de la Sierra Nevada de Santa Marta. De esta reserva el IFI conservó, como concesión, el área que se muestra en la Figura 3.

La segunda fase del acuerdo comprendía la exploración de la zona reservada al IFI, con extensión de 10.000 hectáreas.

La Peabody Coal Company, por medio de su subsidiaria "Exploraciones Colombianas S.A.", estableció sus campamentos en la zona de Sarahita y comenzó un programa de perforaciones con base en el siguiente esquema: se localizó una línea base orientada de acuerdo a la estructura general del área carbonífera y que va desde la Cuchilla Majaguita al Sur, hasta la Cuchilla de Potroso al Norte. Sobre esta línea y a partir de los límites de la zona de Sarahita se trazaron 15 transversales iniciales con 2 km de separación en ángulo recto con la conformación geológica. Se replantearon y limpiaron estas líneas con un total aproximado de 100 km y se procedió a ejecutar las perforaciones de sondeos a intervalos suficientemente cercanos hasta completar 788 perforaciones con profundidades de hasta 160 mts., totalizando 70.158 metros de perforación.

Los datos de los sondeos, mapas, correlaciones y resultados de los análisis del mineral son propiedad conjunta de la Peabody y de El Cerrejón Carboneras Ltda., empresa creada por el IFI para la promoción del proyecto.

Con el fin de establecer los términos del contrato de explotación previsto en el memorando de Septiembre de 1973, la Peabody

Coal Co. presentó en Octubre 6 de 1976, un Informe sobre las exploraciones adelantadas. A partir de dicha fecha se interrumpieron los trabajos en la Concesión.

Entre tanto el Gobierno Nacional dió la Concesión de las áreas restantes de sus reservas a la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL - . Esta empresa abrió una licitación para la exploración y explotación de dichas zonas, resultando favorecida la firma INTERCOR. Los términos de contratación aceptados por esta firma fueron propuestos por el IFI a la Peabody Coal Co. como base del nuevo convenio. Finalmente, por diversas razones, se concluyó en la liquidación del acuerdo y el traspaso al IFI de los activos y de los datos de las investigaciones efectuadas por la Peabody.

Se considera que la labor de exploración de la zona asignada a Peabody no ha sido completamente terminada, ya que se requieren perforaciones adicionales para confirmar las correlaciones de los mantos de carbón para proceder al diseño de la minería a cielo abierto.

La ejecución de estos trabajos podrá tomar un tiempo de 10 meses a 1 año, incluyendo el estudio de los datos complementarios para elaborar el programa técnico de explotación. Como se verá luego en el capítulo sobre el aspecto institucional, la

terminación de estos estudios corresponde a la empresa Carbo-  
nes de Colombia S. A. - CARBOCOL - .

**3.5.2 Situación institucional y legal actual**

El estado actual de los yacimientos desde el punto de vista insti-  
tucional y legal es el siguiente :

**a. CARBOCOL**

Por Decreto N° 558 de Mayo 24 de 1976 el Gobierno Nacio-  
nal autorizó la creación de la Empresa Carbones Colombia-  
nos - CARBOCOL - para la coordinación de los programas  
de exportación de carbón y el desarrollo de la explotación  
de los yacimientos del Cerrejón. La empresa se constitu-  
yó por Escritura Pública N° 6350 de Noviembre 16 de 1976,  
como Sociedad Anónima. Los socios y los aportes son los  
siguientes :

Colombiana de Minería Ltda. COLMINAS :	1 acción
Empresa Colombiana de Minas - ECOMINAS:	1 acción
Instituto Nal. de Investigaciones Geológico- Mineras - INGEOMINAS :	40.000 acciones
Instituto de Fomento Industrial - IFI :	142.517 acciones
Cerrejón Carboneras Ltda . :	4.830 acciones
Empresa Colombiana, de Petróleos - ECOPETROL :	180.000 acciones

El capital pagado es de 367, 349 millones de pesos dividido en acciones de 1,000 pesos.

Quedan comprendidas, dentro de la zona carbonífera del Cerrejón concedida a Carbocol, las concesiones del Instituto de Fomento Industrial - IFI y las de la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL .

La exploración y desarrollo de la minería se encuentra en la actualidad dividido en tres áreas :

La primera corresponde a las concesiones del IFI, exploradas por la Peabody Coal Company. La exploración total del área para completar las correlaciones de los mantos y así poder efectuar el esquema de la minería, deberá terminarse en el presente año con un programa de perforaciones intercaladas en la red de Peabody. Una vez terminada la exploración y con base en el esquema de minería Carbocol deberá definir las modalidades de contratación para el suministro de equipos y proceder al desarrollo minero del yacimiento y construcción del ferrocarril al puerto y las facilidades de almacenamiento y cargue para exportación. Estos desarrollos serán coordinados con el de las otras áreas.

La segunda de las áreas es la correspondiente a la zona Nororiental de la concesión de Ecopetrol con un área de 38.900 hectáreas. Esta empresa llevó a cabo una licitación internacional para exploración y explotación de esta zona por contrato, en la cual resultó favorecida la firma Intercor, filial de la International Oil Company. El contrato fué firmado recientemente, después de la creación por Escritura Pública de la Empresa Carbones de Colombia. Las perforaciones en esta zona se están iniciando. El plazo contractual para completar la exploración es de tres (3) años, después de los cuales se debe llevar a cabo el programa de explotación.

Carbocol e Intercor están coordinando en la actualidad el estudio de los aspectos comunes al desarrollo de las dos primeras zonas tales como : localización del puerto, ferrocarril, etc.

La tercera zona, corresponde al sector Suroccidental de la concesión originalmente dada a Ecopetrol. Fué incluida en la licitación para seleccionar una compañía que participara en el contrato de exploración y explotación. Sin embargo, no se procedió a adjudicar este contrato.

En resumen, la exploración y explotación de la cuenca carbonífera de la Guajira está bajo la jurisdicción de Carbones Colombianos S. A., quienes se han comprometido a suministrar a CORELCA, el carbón requerido por la Central Térmica en el momento en que se necesite su suministro para la operación.

b. Situación legal del yacimiento.

Aunque ya se han mencionado algunos aspectos legales relacionados con el yacimiento, se resume a continuación la situación legal.

El yacimiento del Cerrejón fué declarado reserva especial, de propiedad nacional, mediante el Decreto N° 1704 del 25 de Agosto de 1973. El área reservada por la Nación está limitada al Norte por el Corregimiento de Carraipía, al Sur por la Inspección de Policía de Buenavista, y al Oriente por la línea fronteriza con Venezuela.

Con anterioridad al Decreto mencionado, el Instituto de Fomento Industrial había tramitado dos (2) solicitudes (licencias de exploración Nos. 3155 y 3156) con un total de 9.998.80 hectáreas, las cuales fueron admitidas y entregadas por el Ministerio de Minas y Energía.

Cabe anotar que dentro de la zona otorgada al IFI existen derechos de propiedad privada de las Comunidades Indígenas del Cerrejón y de Palmarito.

La comunidad de El Cerrejón es un grupo de aproximadamente 100 personas legalmente organizadas conforme a la Ley 95 de 1890. Son sus representantes legales José María Riveira Daza y Gratiniano Gómez. La comunidad es dueña del suelo y el subsuelo del predio El cerrejón, declarado propiedad privada por sentencia del Tribunal Superior de Santa Marta del 21 de Abril de 1951, y confirmado por la Sala de Negocios Generales de la Corte Suprema de Justicia, el 16 de Octubre de 1953.

El Instituto de Fomento Industrial suscribió con la comunidad de El Cerrejón, un contrato formalizado por medio de Escritura Pública N° 805 de Noviembre 17 de 1971, por medio de la cual la Comunidad concedió al IFI el derecho exclusivo de explorar y explotar el carbón que se encuentra en el predio El Cerrejón, mediante el pago de una regalía equivalente al 1.5% del precio FOB, para el carbón combustible.

Con la comunidad de Palmarito sólo se ha obtenido la ce-



sión de los derechos de propiedad privada sobre el suelo. Los derechos del resto de la cuenca carbonífera del Cerrejón fueron entregados por el Gobierno Nacional "en calidad de aporte" (aporte N° 389 "Barrancas") a Ecopetrol, según se señalara anteriormente.



Estudio del impacto ambiental producido por la central termoeléctrica del Cerrejon Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica

333.793215 C822e Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

FECHA