

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

TERMOCERREJON II

1981



ESTUDIO DE LOCALIZACION
PARA EL ENSANCHE DE GENERACION
TERMOCERREJON III

BOGOTÁ

Enero de 1981

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

Barranquilla - Colombia, S. A.

471

[Handwritten signature]

MINISTERIO DE EDUCACION Y CULTURA
BIBLIOTECA

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

" C O R E L C A "

ESTUDIO DE LOCALIZACION PARA EL ENSANCHE DE GENERACION

TERMOCERREJON II

ENERO DE 1981

INDICE DE CONTENIDO

	<u>Página</u>
1. Antecedentes	1
2. Balance de Capacidad y Demanda	5
3. Ubicación Optima de la Nueva Unidad	12
3.1 Metodología Utilizada	12
3.2 Descripción de Ubicaciones Alternativas	13
3.2.1 Area del Río Cañas	14
3.2.2 Area de la Mina del Cerrejón	16
3.2.3 Areas de Barranquilla o Cartagena	19
3.3 Evaluación Económica de las Alternativas	21
3.4 Recomendaciones	25

ANEXOS

- ANEXO A Sistema de Generación Actual y Programado
- ANEXO B Determinación de las Proyecciones de Demanda
- ANEXO C Determinación de la Capacidad Firme en la Costa Atlántica
- ANEXO D Estimación de los Costos de Inversión
- ANEXO E Estimación de los Costos de Transmisión
- ANEXO F Estimación de los Costos de Operación y Mantenimiento, Combustible y Transporte

I N F O R M E

SECRETARIA DE ECONOMIA Y FINANZAS

BIBLIOTECA

ESTUDIO DE LOCALIZACION PARA EL ENSANCHE DE GENERACION

TERMOCERREJON II

1. ANTECEDENTES

CORELCA adelanta la expansión de su sistema de generación con la construcción de la primera etapa de la central termoeléctrica del Cerrejón (170 MW) ^{1/} programada para entrar en operación en Agosto de 1982, cuando se dispondrá de 933 MW de capacidad efectiva en la Costa.

También está programada la interconexión de Maicao y la zona norte de la Guajira al Sistema Corelca, lo que permitirá integrar la Central Termoeléctrica de Ballenas (32 MW).

De otra parte, está programada para Noviembre de 1981 la puesta en servicio de la línea de Interconexión Nacional San Carlos-Cerromatoso-Chinú-Sabanalarga, la cual está proyectada provisionalmente a 220 Kv y permitirá transmitir energía y potencia entre el Sistema Central Atlántica. La energización definitiva se anticipa a cumplirse en Enero de 1983, a fin de poder garantizar

1/ Capacidad bruta. La capacidad neta

S de 1986

ECA

ECA

ESTUDIO DE LOCALIZACION PARA EL ENSANCHE DE GENERACION

TERMOCERREJON II

1. ANTECEDENTES

CORELCA adelanta la expansión de su sistema de generación con la construcción de la primera etapa de la central termoeléctrica del Cerrejón (170 MW) 1/ programada para entrar en operación en Agosto de 1982, cuando se dispondrá de 933 MW de capacidad efectiva en la Costa.

También está programada la interconexión de Maicao y la zona norte de la Guajira al Sistema Corelca, lo que permitirá integrar la Central Termoeléctrica de Ballenas (32 MW).

De otra parte, está programada para Noviembre de 1981 la puesta en servicio de la línea de Interconexión Nacional a 500 Kv, San Carlos-Cerromatoso-Chinú-Sabanalarga, la cual será energizada provisionalmente a 220 Kv y permitirá transferencias de energía y potencia entre el Sistema Central y el de la Costa Atlántica. La energización definitiva a 500 Kv se deberá cumplir en Enero de 1983, a fin de poder intercambiar hasta 400

1/ Capacidad bruta. La capacidad neta es de 157.6 MW

MW entre los dos Sistemas. En Diciembre de 1981 ISA pondrá en servicio el programa de Turbinas a gas en Chinú (100 MW), en el cual participa CORELCA con el 12.4% de la potencia (12.4 MW). Para el período 1982-1984 se contempla la puesta en servicio de San Carlos I (620 MW), San Carlos II (620 MW) y Jaguas, en los que CORELCA participa con el 13.09% de la potencia (185 MW)

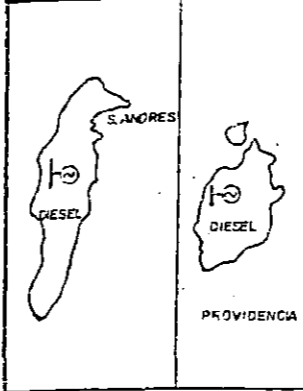
En los años de 1986, 1987 y 1988 se contempla para el Sistema Nacional la puesta en servicio de los proyectos de Beta - nia (500 MW), Guavio (1000 MW) y Urrá (1200 MW), en los cuales entrará a participar CORELCA a fin de atender el crecimiento futuro de la demanda.

En base a este programa de generación y a las proyecciones de demanda del Sistema CORELCA, se ha efectuado el análisis regional de capacidad firme contra demanda pico, obteniéndose como resultado la necesidad de construir una expansión térmica que deberá estar operativa hacia Noviembre de 1984.

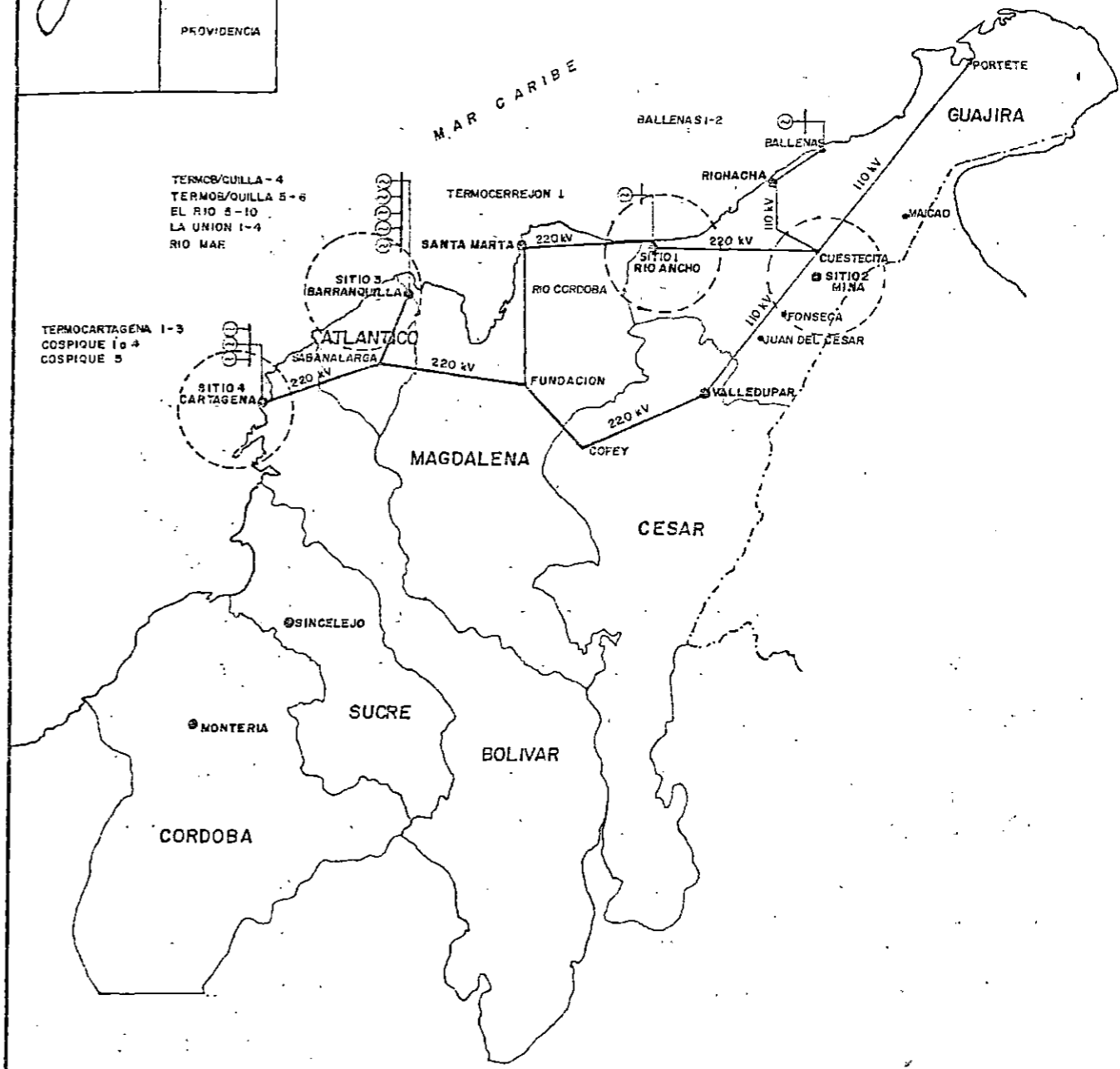
Con una nueva unidad térmica de capacidad similar a TermoCerrejón I (170 MW), la capacidad instalada en la costa se aumentará a 1103 MW efectivos y conjuntamente con la participación de CORELCA en San Carlos y Jaguas (185 MW) se garantizará la firmeza del Sistema por dos años, hasta finales de 1986

fecha para la cual se requiere la entrada de una nueva expansión en la capacidad regional de generación eléctrica o la puesta en servicio de un segundo circuito de la línea de Interconexión Nacional, que permita el transporte de capacidad firme hacia la Costa Atlántica. Esta última situación deberá estar soportada adicionalmente por los derechos que correspondan a CORELCA en las nuevas centrales que entren en operación en el Sistema Central a partir de 1986.

Tal como se ilustra en la figura adjunta, los sitios alternativos considerados para la instalación de TermoCerrejón II son : La zona donde se construye actualmente TermoCerrejón I localizada entre Río Ancho y Río Cañas, el área de la Mina de explotación de carbón en el Cerrejón, Barranquilla y Cartagena, dentro de los cuales el presente estudio recomienda el primero de ellos como el más adecuado, dada la confiabilidad de operación, la oportunidad en tiempo para su puesta en operación y las economías que representa la ejecución del proyecto como una ampliación de TermoCerrejón I. Igualmente, la localización de TermoCerrejón II en el sitio de TermoCerrejón I permite poder atender oportunamente la demanda del Sistema CORELCA y prestar apoyo al Sistema Central, ya que entraría en servicio para la fecha requerida, evitando los posibles racionamientos que causaría su puesta en operación en una fecha posterior.



SISTEMA INTERCONECTADO DE CORELCA



	SITIO ALTERNATIVOS PARA LA INSTALACION DE LA NUEVA AMPLIACION DE GENERACION		
	ESCALA:	OCTUBRE/80	
SIN	DIBUJO:	ME	CONSULTORES UNIDOS LTDA

2. BALANCE DE CAPACIDAD Y DEMANDA

Tomando en consideración la disponibilidad de gas natural proveniente de los yacimientos de la Guajira y la próxima iniciación de la explotación de carbón en el sector central de las minas del Cerrejón con destino al consumo interno en TermoCerrejón I, TermoBarranquilla y TermoCartagena, se pueden prever para el futuro condiciones normales para el suministro del combustible requerido en el Sistema de Generación de la Costa Atlántica.

En esta forma, CORELCA podrá atender la futura demanda de energía si cuenta con capacidad firme suficiente para el suministro de la demanda pico. Más aún, con la futura interconexión a 500 Kv el sistema podrá complementar su generación termoeléctrica con energía hidroeléctrica proveniente de las centrales del interior, en las cuales CORELCA disponga de los correspondientes derechos o convenga con ISA y sus socios intercambios para la optimización de la operación, pudiendo la Costa también llegar a ser un exportador neto de energía eléctrica con destino al Sistema Central.

Por ello, la determinación de las necesidades de expansión de la capacidad de generación de CORELCA en el período 1981-1986 se ha establecido a partir del balance de la capacidad efecti-

va y la firme contra la demanda pico regional. En el anexo A se presenta la descripción del Sistema de Generación actual y proyectado y el Anexo B muestra el detalle de las demandas utilizadas para este estudio, resultados que servirán de base para realizar este balance.

El gráfico 2-1 ilustra el crecimiento de la demanda pico futura de la Costa y la expansión ya prevista en su Sistema de generación, identificando también los niveles de capacidad firme que se dispondrá en las diversas épocas, los cuales aumentan con la puesta en servicio de los proyectos actualmente en ejecución. Tales niveles de capacidad firme han sido cuantificados conforme a la metodología y criterios reseñados en el Anexo C y considerando una expansión térmica de 170 MW adicionales a partir de Noviembre de 1984.

El cuadro No. 2-2 contabiliza el balance de potencia entre la capacidad y la demanda pico del Sistema Interconectado : como conclusión se encontró que con los proyectos actualmente en ejecución existe un margen adecuado entre la capacidad firme y la demanda pico hasta finales de 1984 lo cual permite asegurar la atención de la demanda hasta esa fecha.

A partir de esa época, en caso de no entrar en servicio un nuevo proyecto, se originará un déficit de capacidad firme en el Sistema de CORELCA que sería de 100 MW a finales de 1985 y

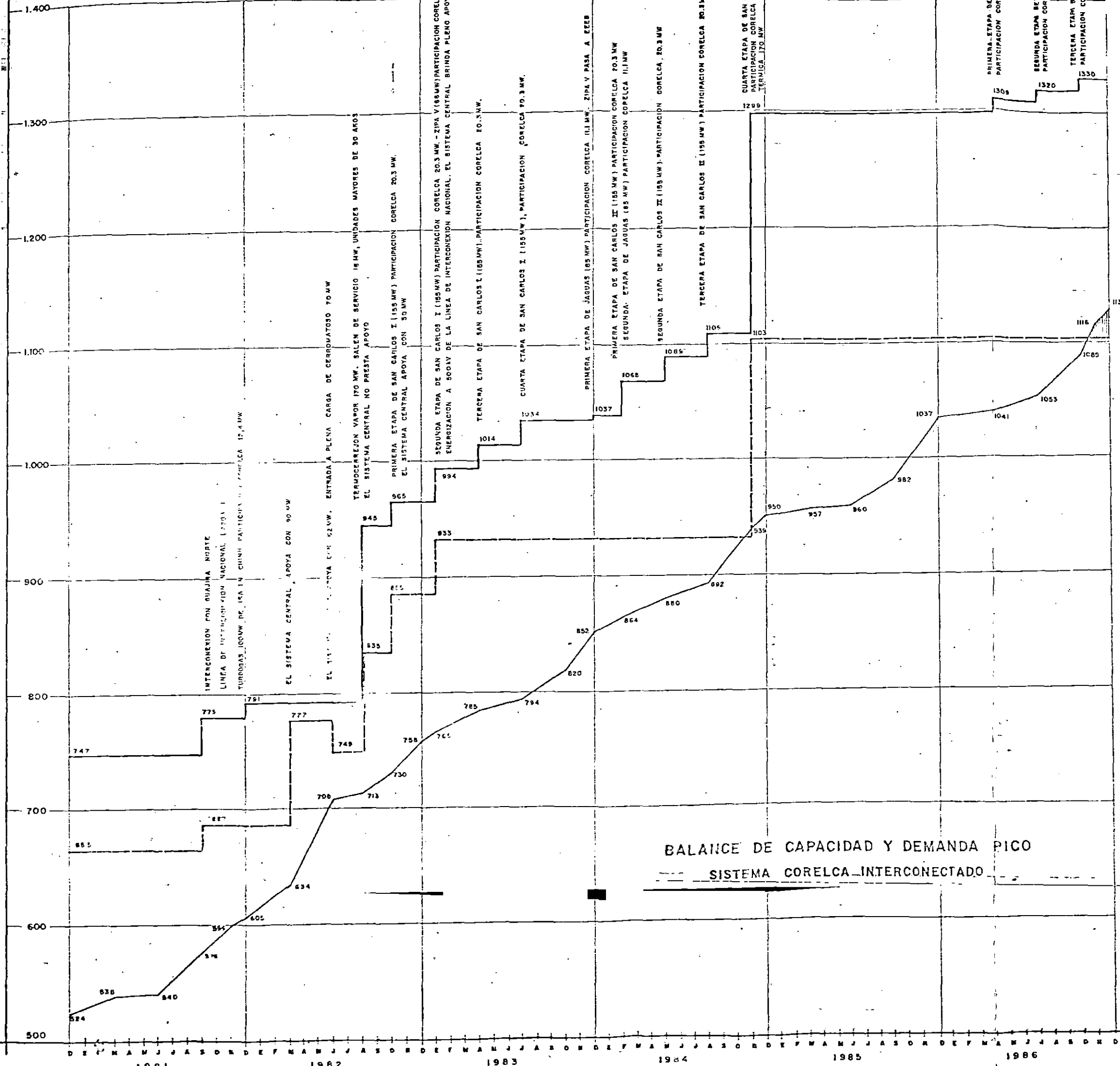
de 200 MW a finales de 1986.

En el presente informe se recomienda para la solución de tal situación, la instalación de una nueva unidad térmica similar a TermoCerrejón I (170 MW), la cual dará el respaldo suficiente para atender la demanda pico en la Costa hasta finales de 1986, época en la cual se requerirá una nueva expansión de generación o la entrada en operación de un segundo circuito de Interconexión Nacional.

Es importante anotar que CORELCA no participará, con excepción de San Carlos II, en los proyectos de generación que entrarán en operación en el Sistema Central desde 1984 hasta principios de 1986 (Salvajina, TermoTasajero, Guadalupe IV y Playas) cuya ejecución está a cargo de los socios de ISA. Solamente hasta mediados de 1986 se ha programado una progresiva participación de CORELCA en los proyectos de Betania, Guavio y Urrá, la cual de estar disponible oportunamente, permitirá la opción de reforzar la Interconexión Nacional a fin de transportar potencia firme hacia la Costa Atlántica.

En el siguiente capítulo se determina la ubicación óptima de la nueva unidad térmica (para la cual se han considerado las alternativas de TermoCartagena, Barranquilla, Sitio de TermoCerrejón I y Mina del Cerrejón), tomando en consideración los

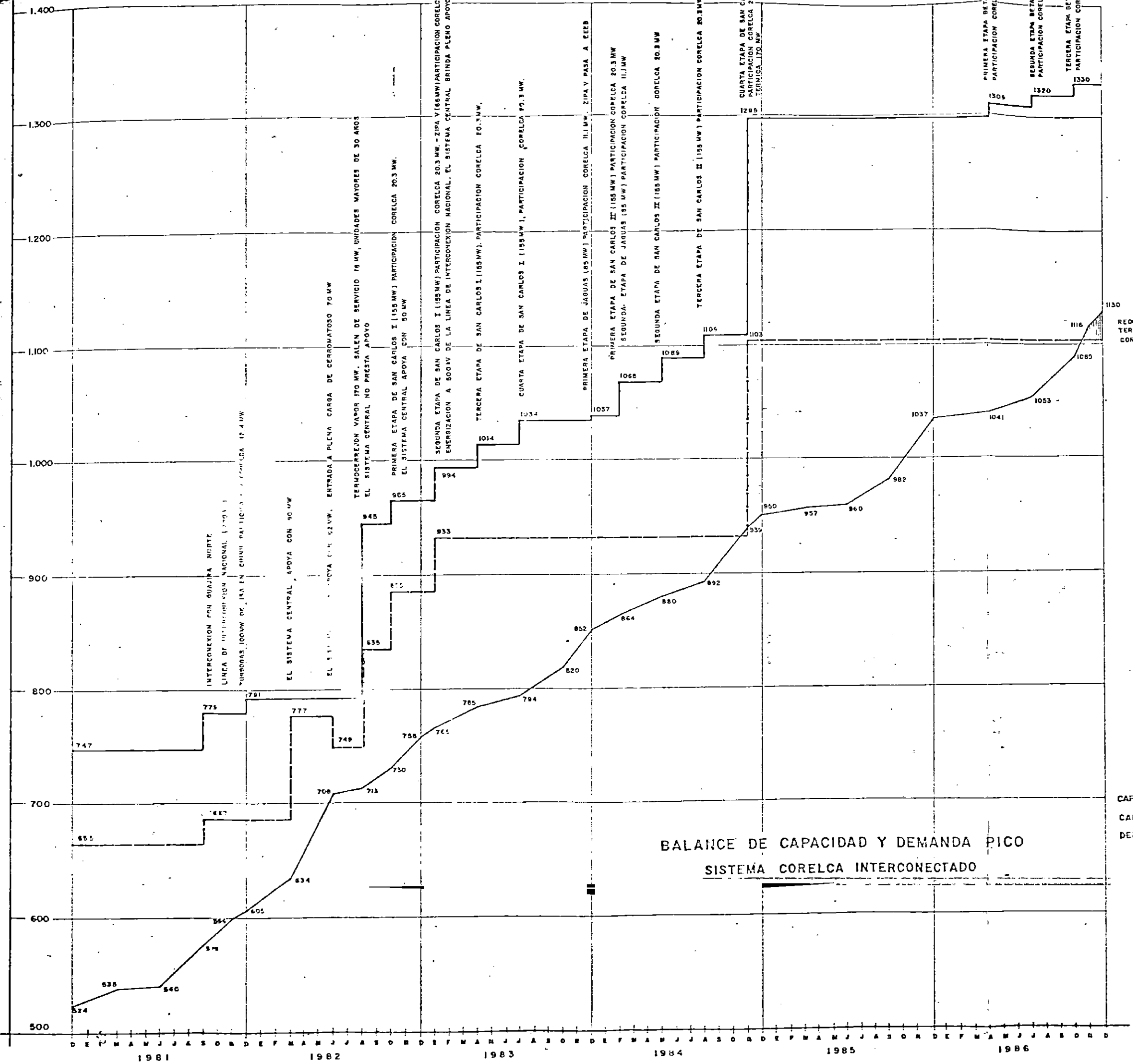
costos totales asociados con la instalación y futura operación de la Central.



BALANCE DE CAPACIDAD Y DEMANDA PICO
 SISTEMA CORELCA INTERCONECTADO

REQUERIMIENTO DE NUEVA EXPANSION
 TERMICA 4 SEGUNDO CIRCUITO DE INTER
 CONEXION NACIONAL

CAPACIDAD EFECTIVA ———
 CAPACIDAD FIRME - - - - -
 DEMANDA PICO ———



REQUERIMIENTO DE NUEVA EXPANSION TERMICA 4 SEGUNDO CIRCUITO DE INTER CONEXION NACIONAL

CAPACIDAD EFECTIVA
CAPACIDAD FIRME
DEMANDA PICO

CUADRO NO. 2-2

BALANCE DE CAPACIDAD Y DEMANDA PICO

SISTEMA CORELCA INTERCONECTADO

FECHA	CAPACIDAD EFECTIVA MW	CAPACIDAD FIRME MW	MARGEN DE RESERVA MW	DEMANDA PICO MW	CAPACIDAD SOBRENTE (FALTANTE)	
					EFFECTIVA MW	FIRME MW
Dic./80	747	655	92	524	223	131
Mar./81	747	655	92	538	209	117
Jun./81	747	655	92	540	207	115
Sep./81 (1)	779	687	92	576	203	111
Nov./81 (2)	779	687	92	599	180	88
Dic./81 (3)	791	687	104	605	186	82
Mar./82 (4)	791	777	14	634	157	143
Jun./82 (4)(5)	791	749	42	708	83	41
Ago./82 (6)(7)	945	835	110	713	232	122
Oct./82 (4)(8)	965	885	80	730	235	155
Dic./82 (4)	965	885	80	758	207	127
Ene./83 (8)(9)	994	933	61	766	228	167
Abr./83 (8)	1014	933	81	785	229	148
Jul./83 (8)	1034	933	101	794	240	139
Oct./83	1034	933	101	820	214	113
Dic./83 (10)	1037	933	104	852	185	81
Feb./84 (10)(11)	1068	933	135	864	204	69
May./84 (11)	1089	933	156	880	209	53
Ago./84 (11)	1109	933	176	892	217	41
Nov./84 (11)(12)	1299	1103	196	939	360	164
Dic./84	1299	1103	196	950	349	153
Mar./85	1299	1103	196	957	342	146
Jun./85	1299	1103	196	960	339	143
Sep./85	1299	1103	196	982	317	121
Dic./85	1299	1103	196	1037	262	66
Abr./86 (13)	1309	1103	206	1041	268	62
Jul./86 (13)	1320	1103	217	1053	267	50
Oct./86 (13)	1330	1103	227	1089	241	14
Nov./86 (14)	1330	1103	227	1116	214	(16)
Dic./86	1330	1103	227	1130	200	(27)

CUADRO No. 2-2 (CONTINUACION)

- (1) Entra en operación la Interconexión con el Norte de la Guajira.
- (2) Entra en servicio la línea de Interconexión Nacional (Provisional a 220 Kv)
- (3) Entra en operación la Turbogás de ISA en Chinú (100 MW) CORELCA participa con el 12.4% de la potencia (12.4 MW) el Sistema Central no puede prestar apoyo.
- (4) El Sistema Central apoya a CORELCA parcialmente durante 1982 (Ver Cuadro No. C-3).
- (5) Entrada a plena carga de Cerromatoso (70 MW)
- (6) Salen de servicio, para efectos de planeamiento, 16 MW de unidades mayores de 30 años.
- (7) Puesta en servicio de Termocerrejón vapor (170 MW)
- (8) Entra en operación una etapa de San Carlos I (cuatro etapas, 155 MW por etapa, 620 MW en total). CORELCA participa con el 13.09% (20.3 MW por etapa, 81.2 MW en total)
- (9) Entra en operación Zipa V (66 MW) CORELCA participa con el 12.4% de la potencia (8.2 MW), solamente durante 1983. Energización a 500 Kv de la línea de Interconexión Nacional. El Sistema Central apoya a CORELCA.
- (10) Entra en operación una etapa de Jaguas (dos etapas, 85 MW por etapa, 170 MW en total). CORELCA participa con el 13.09% (11.1 MW por etapa, 22.3 MW en total).
- (11) Entra en operación una etapa de San Carlos II (cuatro etapas, 155 MW por etapa, 620 MW en total). CORELCA participa con el 13.09% (20.3 MW por etapa, 81.2 MW en total)
- (12) Se requiere una expansión térmica de 170 MW.
- (13) Entra en operación una etapa de Betania (tres etapas, 166.7 MW por etapa, 500 MW en total) CORELCA participa con el 6.2% de la potencia (11.3 MW por etapa, 31 MW en total).
- (14) Se requiere una nueva expansión térmica, o el segundo circuito de la línea de Interconexión Nacional.

3. UBICACION OPTIMA DE LA NUEVA UNIDAD

3.1 METODOLOGIA UTILIZADA

Para efectos de establecer la localización óptima de la nueva unidad requerida por el Sistema de CORELCA se identificaron los posibles sitios técnicamente más atractivos, cuya descripción se presenta más adelante, y para cada uno de ellos se acometió la evaluación de los costos totales asociados, en valor presente, con el fin de establecer la alternativa óptima desde los puntos de vista técnico y económico como también de la oportunidad para su puesta en operación en función de los requerimientos de la demanda del Sistema.

Los diferentes conceptos de costo considerados en la evaluación son aquellos que pueden variar según el sitio de instalación del proyecto y se refieren a :

- Costos de inversión en la Central y su sistema de agua para refrigeración, incluyendo infraestructura, subestaciones y conexión a 220 Kv.
- Costos de Inversión en el Sistema de Transmisión a 220 Kv de CORELCA.
- Costos de Operación y Mantenimiento de la Central duran-

te la totalidad de su vida útil.

- Costos de combustible y su transporte, durante la vida útil del Proyecto.

La evaluación de las alternativas se efectuó considerando el carbón como el combustible principal y el yacimiento del Cerrejón como la fuente de suministro más inmediata. Este cuenta con reservas probadas para abastecer el consumo interno y la exportación y ofrece un combustible de óptima calidad para generación eléctrica por ser un carbón térmico con bajo contenido de azufre (menos de 0.5%) y alto poder calorífico (7500 K cal/kg). Adicionalmente, por la imposibilidad de usar hidrocarburos, se contempla como combustible alternativo el gas natural proveniente de los pozos de Ballenas aprovechando el gasoducto Ballenas-Palomino-Barranquilla-Cartagena o mediante la construcción del gasoducto Riohacha-Mina.

3.2 DESCRIPCION DE UBICACIONES ALTERNATIVAS

Las alternativas de localización estudiadas fueron :

- Area del Río Cañas, en el Departamento de la Guajira, en predios de TermoCerrejón I, actualmente en construcción.
- Area de la Mina del Cerrejón, en el Departamento de la Guajira.

- Area de Barranquilla.
- Area de TermoCartagena, en predios de la Central existente.

A continuación se reseñan brevemente las principales características, ventajas y desventajas en cada uno de los posibles sitios :

3.2.1 Area del Río Cañas

Esta localización corresponde al sitio de TermoCerrejón I, actualmente en construcción. Los aspectos relevantes de esta alternativa son los siguientes :

- a. La Planta utilizaría agua de mar para enfriamiento con ciclo abierto y agua del Río Cañas para la reposición del ciclo, sin necesidad de ninguna inversión adicional para el sistema de enfriamiento. Adicionalmente, vale la pena anotar que esta localización no ofrece ninguna clase de restricción por disponibilidad de agua para utilización en la Central y que por lo tanto su capacidad no está limitada por este concepto.
- b. No se incurre en costos adicionales por transporte terrestre de los equipos, sobre todo por la dificultad que conlleva movilizar las piezas más pesadas de la unidad (hasta 140 toneladas).

- c. Con el sistema de transmisión previsto, esta ubicación permite garantizar el suministro de energía a los desarrollos mineros del Cerrejón y al puerto de exportación.
- d. Este sitio dispondrá de carbón proveniente de la zona central del Cerrejón, movilizado inicialmente por vía terrestre y posteriormente, si resulta más económico, por barcazas desde Portete. 1/
- e. Localizando TermoCerrejón II en el mismo sitio que TermoCerrejón I, la nueva unidad puede utilizar el gas natural como combustible alternativo, lo cual aumenta su grado de confiabilidad y flexibilidad en la operación, sin necesidad de hacer inversiones adicionales en un gasoducto, puesto que se utilizaría el existente Ballenas-Palomino y la misma tubería que se construye actualmente para TermoCerrejón I.
- f. La inversión requerida para la construcción de vías de acceso, viviendas, sistemas de suministro de agua potable, energía eléctrica, comunicaciones y otros servicios relacionados con la infraestructura socio-económica, tendría un costo relativamente bajo, teniendo en cuenta que en la actualidad se construye en este sitio la primera etapa de la Central Térmica del Cerrejón, por lo cual el costo adicional relacionado con la construcción de las

1/ La Selección del sistema de transporte más adecuado está siendo objeto de estudio por parte de CARBOCOL.

facilidades anotadas para una segunda etapa en la misma zona, sería muy bajo.

- g. La ubicación en esta zona alejada de grandes centros de población, permite utilizar sistemas menos costosos para el control de la contaminación ambiental y modificación del medio ambiente.
- h. La inversión relacionada con la infraestructura de la Planta (subestación, obras civiles, equipo de manejo de carbón, etc.) sería considerablemente menor.
- i. El tiempo de puesta en servicio de la central se reduciría considerablemente con relación al tiempo necesario para construir la planta en una zona donde no se disponga de la infraestructura básica, debido a que los estudios y preparación de Pliegos de Licitación se hallan elaborados por ser básicamente iguales a los utilizados para TermoCerrejón I, comparado con un plazo adicional de por lo menos un (1) año más que tardaría la preparación de dichos documentos si se decide instalar la Planta en otro sitio.

3.2.2 Area de la Mina del Cerrejón.

Esta localización corresponde a un sitio cercano a la explotación de la Mina, sobre el Río Ranchería. Los aspectos relevantes de esta alternativa son los siguientes, enunciados

en el mismo orden utilizado para la alternativa anterior :

- a. Debido a que el Río Ranchería no presenta un caudal que permita el enfriamiento de la Central con ciclo abierto, es necesario construir un sistema de torre de enfriamiento lo cual representa un costo importante para el Proyecto.

Este mayor costo tiene incidencia tanto en la inversión inicial como en la operación de la Central, toda vez que la menor eficiencia neta de la Planta como consecuencia de la torre de enfriamiento, está asociada con un mayor consumo de combustible en términos de BTU/Kw-h.

Por otra parte, la utilización del Río Ranchería para refrigeración de la Central, compromete seriamente la única fuente de agua dulce en esa región al disminuir aproximadamente un 30% su caudal mínimo esperado.

Esta consideración reviste especial importancia, toda vez que la utilización del río para los fines mencionados lo limita considerablemente para otros usos aguas abajo, entre los cuales merece especial mención el suministro de agua a la propia explotación minera de Cerrejón,

CORELCA, consciente de estas restricciones para el suministro de agua en la región, ha iniciado dentro de los estudios de factibilidad para el Proyecto de Desarrollo Hi-

droeléctrico de la Sierra Nevada, las investigaciones que permitan concluir si algunos de los proyectos a estudiar facilitan la utilización múltiple de las aguas y pueden convertirse en una fuente de suministro para las necesidades de agua con destino a la explotación minera.

- b. Se incurre en un sobrecosto para el transporte terrestre del equipo para la Central desde el puerto hasta la zona de Mina.
- c. En relación con la transmisión asociada al Proyecto, esta ubicación puede operar con un sistema similar al de la alternativa del Río Cañas.
- d. Este sitio presenta las mayores ventajas en cuanto a suministro confiable de carbón sin sobrecosto de transporte.
- e. Para poder hacer esta alternativa comparable a las otras en lo que se refiere a disponibilidad de gas natural como combustible alternativo, requeriría de la construcción del gasoducto Riohacha-Mina.
- f. La inversión asociada con la construcción de vías de acceso, viviendas, sistemas de suministro de agua potable, energía eléctrica, comunicaciones y otros servicios relacionados con la infraestructura socio-económica, sería baja considerando las obras que desarrollaría CARBOCOL en

el área de la Mina.

- g. Esta alternativa de localización no requeriría sistemas , costosos para control de contaminación ambiental y modificación del medio ambiente.
- h. Por tratarse de una Central nueva, no se tendría ningún ahorro asociado con la infraestructura de la Planta.
- i. El plazo requerido para los estudios, preparación de Pliegos y construcción de la Central en este sitio es mayor por lo menos en un (1) año con relación al sitio anterior, lo cual implica que TermoCerrejón II sólo podría entrar en operación hacia fines de 1985 o principios de 1986, originándose así un mayor riesgo de racionamientos en la Costa Atlántica y en el País.

3.2.3 Áreas de Barranquilla o Cartagena

Bajo estas alternativas se tendría :

- a. Disponibilidad de agua para enfriamiento con ciclo abierto, no requiriendo torre de enfriamiento.
- b. No se incurre en costos adicionales de transporte terrestre de los equipos.
- c. La Central estaría cerca de los centros principales de consumo; sin embargo, para suplir en forma confiable la

SISTEMA DE AGUA Y ENERGÍA

demanda en el desarrollo del Cerrejón y hacia las zonas del Magdalena, Cesar y Guajira, se requiere un mayor refuerzo del sistema de transmisión a 220 Kv hacia dichas zonas, con relación a las otras dos alternativas de localización, ya que en caso de salida forzosa o por mantenimiento de TermoCerrejón I, los voltajes en la Mina y en el puerto estarían en un nivel inadecuado para atender la demanda.

- d. En este sitio se tendría el mayor costo de transporte de carbón para la Central, el cual posiblemente se llevaría por barcazas hasta Barranquilla o Cartagena: 1/. La confiabilidad en el suministro del carbón será menor, considerando que en Cartagena habrá tres unidades de 66 MW y en Barranquilla dos unidades de 66 MW, que requerirán un suministro continuo y considerable de carbón para obtener una producción de energía confiable.
- e. En estos sitios la Central podría utilizar como combustible alternativo el gas de Ballenas aprovechando el gasoducto Ballenas-Barranquilla-Cartagena.
- f. La inversión en infraestructura sería menor habida cuenta de las facilidades con que cuentan las ciudades de Barranquilla y Cartagena

1/ La selección del sistema de transporte más adecuado está siendo objeto de estudio por parte de CARBOCOL.

- g. En caso de situar la Planta en TermoCartagena o en Barranquilla, se tendría un total de capacidad instalada en plantas de vapor que utilicen carbón como combustible básico de 370 MW y 310 MW, respectivamente, en sitios de alta densidad de población, siendo necesario entonces un sistema complejo que permita mantener niveles mínimos de contaminación ambiental, además de las implicaciones que traen consigo los grandes volúmenes de carbón. La situación es particularmente grave en el área de TermoCartagena, donde adicionalmente se incrementarían los problemas de contaminación térmica ya existentes en la Bahía de Cartagena. Esta situación merecería de un cuidadoso análisis del ciclo de enfriamiento de la central, teniendo en cuenta también la necesidad de separar adecuadamente las aguas de entrada y salida en forma tal que pueda ser garantizada la temperatura en el ciclo de enfriamiento.
- h. El plazo requerido para la puesta en operación de la central sería similar al caso de ubicarla en las cercanías de la Mina de Cerrejón con los inconvenientes ya señalados, por cuanto se requeriría preparar nuevas especificaciones.

3.3 EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS

En la presente sección se evalúa el costo total en valor presente asociado a las alternativas de ubicación estudiadas pa-

ra la nueva unidad.

En el Anexo D se detalla la estimación de los costos de inversión asociados a cada sitio. En el Anexo E se explican las bases y estimación de los costos de inversión relativos a las expansiones del sistema de transmisión de CORELCA que difieren con la ubicación de la Central y en el Anexo F se referencian las bases para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y combustibles, incluyendo los costos relacionados con el transporte de este último.

Los cuadros Nros. 3-1 y 3-2, resumen los resultados obtenidos para el caso más probable y para diferentes valores de la tasa de descuento y de los costos unitarios de transporte del carbón hasta el sitio de TermoCerrejón I.

CUADRO No. 3-1

VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS TOTALESCASO MAS PROBABLE (12% y US\$ 8/Ton)

(Cifras en US\$ Millones de 1981)

LOCALIZACION EN

	Sitio de TermoCe- rrejón I	Mina	B/quilla	C/gena
Costos de Inversión en la Central				
Moneda Externa	47.14	56.48	51.97	47.78
Moneda Local	29.62	40.58	37.34	30.03
Costos de Inversión en Transmisión	9.37	9.37	20.72	22.17
Costos de Operación y Mantenimiento	10.18	13.84	13.84	10.18
Mayor consumo de carbón	-	1.08	-	-
Costos de transporte de Carbón	13.43	-	23.51	25.19
TOTALES	109.74	121.35	147.38	135.35
DIFERENCIA (%)		10,58	34,30	23,34

Los resultados muestran que las alternativas de instalación de la unidad en Barranquilla o en Cartagena son significati-

vamente más costosas que las ubicaciones en la Guajira, debido principalmente a los costos de la transmisión requerida para atender la demanda en el área Magdalena, Cesar, Guajira y a los mayores costos de transporte de carbón.

Por ello, resulta evidente la no consideración de estos sitios para la instalación de la unidad requerida en 1984.

Para la ubicación en la Guajira, el sitio de TermoCerrejón I presenta las mayores ventajas de tipo técnico y resulta más económico que el de Mina en un 10.6%, debido principalmente a los menores costos de inversión que representa la instalación de la unidad como una ampliación de TermoCerrejón I (ya en construcción), con relación a su instalación como una planta completamente nueva ubicada en la Zona de la Mina. Estos menores costos, conjuntamente con los ahorros en la operación, mantenimiento y combustibles durante la vida útil de la planta compensan ampliamente los mayores costos de transporte del mineral hasta Río Ancho.

En el cuadro No, 3-2 se muestra el resultado para un costo de transporte de US\$ 10/ton hasta Río Ancho. En este caso, también resulta más atractiva la localización en el sitio de TermoCerrejón I, con un costo inferior en 7.3%, además de las ventajas técnicas que se mantienen constantes.

CUADRO No. 3-2

VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS TOTALES

CASOS DE SENSIBILIDAD

(Cifras en US\$ Millones de 1981)

<u>TASA DE DESCUENTO</u>	<u>COSTO DE TRANSPORTE A RIO ANCHO</u>	<u>LOCALIZACION RIO ANCHO</u>	<u>MINA</u>
12%	US\$ 6/ton	106,38	
	US\$ 8/ton	109,74	121,35
	US\$10/ton	113,10	
15%	US\$ 8/ton	97,96	110,46

3.4 RECOMENDACIONES

Los resultados sobre el valor total comparativo de los costos evaluados, conjuntamente con los aspectos de transporte de equipos, disponibilidad de gas natural como combustible alterno, contaminación ambiental, disponibilidad de agua para enfriamiento y reposición y existencia general de infraestructura, muestran en su conjunto que el sitio de TermoCerrejón I resulta ser el más ventajoso de los estudiados para la instalación del ensanche de la Central Térmica de El Cerrejón.

En particular, el menor costo de transporte de carbón en Mina lo compensan los menores costos totales de inversión, operación, mantenimiento y combustibles asociados al sitio de Termocerrejón I.

Por tanto, tomando en consideración que éste último sitio presenta además una adecuada confiabilidad para la generación y la transmisión eléctrica, es el recomendado para ubicar allí el nuevo ensanche de 170 MW denominado TERMOCERREJON II requerido por el Sistema.

CRONOGRAMA PARA LICITACION Y CONSTRUCCION DE

TERMOCERREJON II

CRONOGRAMA DE LICITACION Y CONSTRUCCION

BIBLIOTECA

CRONOGRAMA PARA LICITACION Y CONSTRUCCION DE TERMOCERREJON II

	1 9 8 1										1 9 8 2										1 9 8 3										1 9 8 4																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
ELABORACION DE PLIEGOS	█																																														
APERTURA DE LICITACION	●																																														
PERIODO DE LICITACION	█																																														
EVALUACION Y ADJUDICACION											█																																				
NEGOCIACION																					█																										
LEGALIZACION																															█																
CONSTRUCCION																															█																
PRUEBAS Y PUESTA EN OPERACION																															█																

A N E X O S

BRITISH SOUVENIR COMPANY

BRITISH SOUVENIR COMPANY

SISTEMA DE GENERACION ACTUAL Y PROGRAMADO

1. DESCRIPCION

En el cuadro Nò. A-1 "INVENTARIO DE UNIDADES GENERADORAS" se relaciona la totalidad de las unidades de generación eléctrica instaladas en el sistema de la Costa Atlántica hasta 1980. Se indica el año de instalación y la capacidad nominal y efectiva de las unidades disponibles en la actualidad, las cuales cuentan en total con 778,5 MW efectivos. En este inventario no se han incluido 49 MW de unidades Diesel instaladas en la Costa Atlántica, que se consideran únicamente como una reserva adicional para la firmeza del Sistema dados sus altos costos de operación. Igualmente en 1982, cuando lo permita la disponibilidad de potencia en el Sistema CORELCA, se contempla el retiro para efectos de planeación de las unidades con más de 30 años de operación (15,5 MW), que pasarán a aumentar la reserva, en forma tal que con la puesta en servicio de TermoCerrejón I el Sistema contará con 933 MW efectivos hacia mediados de 1982.

Para el período posterior se debe tomar en consideración el Programa de Generación establecido por ISA, el cual se detalla en el cuadro No. A-2.

En dicho Programa, CORELCA, en su calidad de socio de ISA, participará en la energía y potencia de los proyectos desarrollados por esta entidad en las proporciones señaladas en el cuadro No. A-3.

CUADRO No. A-1

INVENTARIO DE UNIDADES GENERADORAS

SISTEMA CORELCA

		<u>CAPACIDAD NOMINAL</u> (MW)	<u>CAPACIDAD EFECTIVA</u> (MW)	<u>CLASE</u>	<u>ENTRADA EN OPERACION</u>	<u>OBSERVACIONES</u>
Termobarranquilla	1	66	66	Vapor	1973	
Termobarranquilla	2	66	66	Vapor	1973	
Termobarranquilla	3	71	71	Vapor	1980	
Termobarranquilla	4	71	71	Vapor	1980	
Termocartagena	1	66	66	Vapor	1977	
Termocartagena	2	66	66	Vapor	1977	
Termocartagena	3	71	71	Vapor	1980	
Termobarranquilla	5	21	21	Turbogás	1977	
Termobarranquilla	6	21	21	Turbogás	1977	
El Río	9	19.5	16	Turbogás	1972	
El Río	10	19.5	16	Turbogás	1972	
Cospique	6	19.5	16	Turbogás	1971	Unidad trasladada a Chinú
Ballenas	1	16	16	Turbogás	1978	
Ballenas	2	16	16	Turbogás	1978	
		<u>609.5</u>	<u>599</u>			

SISTEMA ELECTRANTA

El Río	1	3.3	2	Vapor	1941	Retiro en Jun./82
El Río	2	5	4.5	Vapor	1946	Retiro en Jun./82
El Río	3	5	4.5	Vapor	1947	Retiro en Jun./82
El Río	4	5	4.5	Vapor	1949	Retiro en Jun./82
El Río	5	5	4	Vapor	1955	
El Río	6	11.5	10	Vapor	1956	
El Río	7	11.5	10	Vapor	1964	
El Río	8	15.0	12	Vapor	1971	
El Unión	1	12.5	10	Turbogás	1963	
El Unión	2	12.5	12	Turbogás	1966	
El Unión	3	23.8	22	Turbogás	1970	
El Unión	4	13.9	10	Turbogás	1971	
El Romar		<u>10.8</u>	<u>7</u>	Turbogás	1965	
		<u>134.8</u>	<u>112.5</u>			

CUADRO No. A-2

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROGRAMA DE ENTRADA EN OPERACION DE LAS CENTRALES

Y PROYECTOS EN CONSTRUCCION Y DISEÑO

A. CENTRALES DE GENERACION ELECTRICA

CENTRAL	CLASE	ENTIDAD EJECUTORA	CAPACIDAD INSTALADA MW	FECHA (1)	OBSERVACIONES
Aplicación Termobarranquilla	T (v)	CORELCA	142	Junio 1980	2 Unidades
Aplicación Termocartagena	T (v)	CORELCA	71	Junio 1980	
Zipaquirá IV	T(c)	ISA-EEEB	66	Abril 1981	
Chivor II	H	ISA	500	Julio 1981	4 Unidades, 1 cada 2 meses
Paijón III	T(c)	ICEL	66	Octubre 1981	
Chinú	T (t.g)	ISA	100	Diciembre 1981	
Ayurá	H	EPH	19	Abril 1982	
El Paraíso-La Guaca	H	EEEB	600	Noviembre 1982	El Paraíso 3x92 MW, La Guaca 3x108 MW. Entran 200 MW/c/2 meses
Cerrejón I	T (c)	CORELCA	170	Agosto 1982	
San Carlos I	H	ISA	620	Octubre 1982	4 Unidades, 1 c/3 meses
Zipaquirá V	T (c)	ISA-EEEB	66	Enero 1983	
San Carlos II	H	ISA	620	Febrero 1984	4 Unidades, 1 c/3 meses
Jaguas	H	ISA	470	Diciembre 1983	2 Unidades, 1 c/2 meses
Caldorás	H	ISA	15	Enero 1984	
Tasajero	T (c)	ICEL	150	Enero 1984	
Salvajina	H	CVC	270	Marzo 1984	3 Unidades
Cerrejón II	T (c)	CORELCA	170	Agosto 1984	(2)
Guadalupe IV	H	FPM	216	Octubre 1984	3 Unidades
Playas	H	LPM	200	Enero 1986	3 Unidades
Betania	H	ICEL-ISA	500	Abril 1986	3 Unidades, 1 c/3 meses
Guavio	H	EEEB-ISA	1000	Enero 1987	5 Unidades, 1 c/2 meses
Urrá	H	CORELCA-ISA	1200	Mayo 1988	Urrá I 4x35 MW Urrá II 4x215.0 MW 300.0 MW cada 2 meses

(1) Fechas de entrada por Programa de Construcción

(2) Fecha de entrada según programación original, en la actualidad es Noviembre de 1984.

CUADRO No. A-2 (CONTINUACION)

B. PROYECTOS DE INTERCONEXION O AUMENTO DE DISPONIBILIDAD DE ENERGIA HIDROELECTRICA

<u>PROYECTO</u>	<u>ENTIDAD EJECUTORA</u>	<u>FECHA (1)</u>	<u>OBSERVACIONES</u>
Chingaza 1. Etapa	EAAB	Junio 1981 Enero 1983	1.5 m ³ /seg. 13.5 m ³ /seg.
Interconexión ISA-CORELCA	ISA	Noviembre 1981	Entran al Sistema Interconectado 763 MW de CORELCA. Energización a 220 kV (2)
Desviación ríos Pajarito, Nechí y Dolores	EPM	Marzo 1982	8.6 m ³ /seg en promedio
Desviación río Tunjita a Chivivó	ISA	Julio 1982	12.5 m ³ /seg en promedio
Desviación ríos Rucío y Negro a Chivivó	ISA	Octubre 1983	8.1 m ³ /seg en promedio
Desviación río Calderas a San Carlos	ISA	Enero 1984	6.0 m ³ /seg en promedio
Chingaza 2a. Etapa	EAAB	Enero 1992	22.0 m ³ /seg

(1) Fecha de entrada por Programa de Construcción

(2) La energización a 500 kV se estima para entrar en servicio en Enero de 1983.

CUADRO No. A-3

PARTICIPACION DE CORELCA EN PROYECTOS DE ISA

<u>PROYECTOS</u>	<u>CAPACIDAD MW</u>	<u>PARTICIPACION %</u>	<u>PARTICIPACION MW</u>	<u>PARTICIPACION TOTAL EN MW</u>
Chinú	100.0	12.4	12.4	12.4
San Carlos I, II y Jaguas	1410.0	13.09	184.6	197.0
Betania	500.0	6.2	31.0	228.0
Guavio	1000.0	5.0	50.0	278.0
Urrá	1200.0	56.2	674.4	952.4

DETERMINACION DE LAS PROYECCIONES DE DEMANDA1. GENERALIDADES

CORELCA realiza periódicamente el estudio del comportamiento histórico de la demanda en el Sistema de la Costa Atlántica y efectúa la actualización de las proyecciones de la demanda pico y de energía en forma tal que para el período 1980-1986 se estima que la demanda pasará de 547 MW (3224 GWH/año) a 1130 MW (6767 GWH/año), lo cual representa un crecimiento anual promedio de 12,8% en potencia y 13,2% en energía.

2. METODOLOGIA UTILIZADA.

Para la realización de las proyecciones se utiliza el método determinístico del Microanálisis, el cual calcula la demanda como la adición de las proyecciones para cada uno de los Departamentos, las proyecciones de las pérdidas de transmisión, el consumo propio de las unidades de CORELCA y las cargas especiales de tipo minero, industrial, residencial o turístico, tomando como tales aquellas que no pueden considerarse como parte del crecimiento natural del mercado.

El método contempla un tratamiento desagregado de la demanda para cada Departamento en los diferentes sectores de

consumo, y efectúa para cada uno de ellos una proyección independiente, logrando así que cualquier cambio en el desarrollo de un sector, se refleje en la proyección de la demanda del Departamento, y a su vez, en la del Sistema Total; las tasas de crecimiento de los diferentes sectores se calculan con base en las ventas históricas y en los planes de electrificación.

RESULTADOS OBTENIDOS

En el cuadro No. B-1 se puede ver que el crecimiento anual histórico promedio de la demanda en el Sistema de la Costa Atlántica es cercano al 10% en demanda pico y al 11% en energía.

En el cuadro No. B-2 se presentan las proyecciones de demanda obtenidas para el período 1980-1986 con base en los datos históricos desagregados por Departamento y las cargas futuras representativas dentro del Sistema. Tales resultados muestran un aumento del crecimiento anual promedio al 12.8% en demanda pico y al 13.2% en energía, lo cual se debe principalmente a las cargas especiales de los nuevos desarrollos mineros del Cerrejón y de Cerromatoso, cuya proyección se presenta en el cuadro No. B-3.

Se observa que el crecimiento anual promedio sin tener en cuenta dichas cargas se ha estimado en 10,9% para la demanda pico y en 10.7% para la energía, el cual es superior al histórico dado que considera los aumentos de carga que conlleva el Programa Regional de Electrificación Rural en la Costa Atlántica los cuales se presentan en el Cuadro No.B-4.

DEMANDA HISTORICA POR SISTEMAS

% = Porcentaje de crecimiento
FC = Factor de carga.

AÑO	ATLANTICO					BOLIVAR					MAGDALENA				
	MW	%	GWH	%	FC	MW	%	GWH	%	FC	MW	%	GWH	%	FC
1972	130.1		712.6		62.53	74.36		399.4		61.31	19.1		96.		57.35
1973	134.5	3.38	751.3	5.4	63.77	78.66	5.78	430.4	7.76	62.46	20.4	6.81	103.5	7.8	57.92
1974	144.1	7.36	829.1	10.3	65.54	82.58	4.98	442.9	2.9	61.22	23.3	14.21	114.9	11.01	56.41
1975	158.6	9.83	902.3	8.8	64.94	85.14	3.1	462.7	4.47	62.03	26.5	13.73	127.7	11.1	55.01
1976	169.3	6.75	1017.2	12.7	68.59	108.05	26.91	557.1	20.4	58.86	29.8	12.45	143.4	12.3	54.93
1977	179.5	6.02	1085.8	6.7	69.05	102.33	-5.29	541.3	-2.04	60.39	34.1	14.12	167.5	16.8	56.
1978	202.8	12.98	1241.3	14.3	69.87	112.11	9.56	587.7	8.57	59.84	40.8	19.65	205.8	22.9	57.58
1979	222.4	9.65	1361.9	10.0	70.06	120.10	7.13	646.2	9.95	61.42	46.4	13.73	237.95	15.6	58.54
Promedio		7.96		9.73			7.09		7.12			13.52		13.85	

DEMANDA HISTORICA POR SISTEMAS

% = Porcentaje de crecimiento
 FC = Factor de carga.

Año	CORDORA				SUCRE				CESAR						
	MW	%	GWH	%	FC	MW	%	GWH	%	FC	MW	%	GWH	%	FC
1972	12.3		61.8		60.14	9.7		45.2		53.19	8.4		27.2		36.56
1973	13.2	7.31	77.9	12.5	63.04	10.4	7.2	51.	12.9	55.98	9.2	9.52	32.3	18.75	40.08
1974	14.9	12.88	81.2	11.3	62.21	10.7	2.88	52.4	2.75	55.9	11.8	28.26	39.6	22.6	38.31
1975	15.7	5.36	88.	8.4	63.99	11.3	5.60	57.2	9.16	57.79	12.9	9.32	37.6	-	35.04
1976	17.9	14.01	96.9	10.2	62.	11.5	1.76	57.2	-	56.78	13.4	3.88	44.2	11.62	37.65
1977	20.4	13.96	116.2	19.8	65.01	13.4	16.52	62.5	9.27	53.24	14.5	8.21	46.8	5.88	36.81
1978	22.4	9.80	131.3	13.	66.98	18.4	29.85	91.5	46.4	56.74	15.2	4.63	60.	28.21	45.06
1979	27.6	23.3	156.6	19.3	64.80	19.2	10.34	99.5	8.74	59.16	17.1	12.5	85.5	42.5	57.08
Promedio		12.24		13.44			10.25		11.93			10.69		17.78	

DEMANDA HISTORICA POR SISTEMAS

% = Porcentaje de crecimiento
FC = Factor de carga.

AÑO	GUAJIRA				PERDIDAS				TOTAL SISTEMA						
	MW	%	GWH	%	FC	MW	%	GWH	%	FC	MW	%	GWH	%	FC
1972	3.9		16.1		47.13	1.9		8.5		50.0	257		1369.8		63.05
1973	4.5	15.39	20.6	27.95	52.26	18.5		81.0		50.0	279		1543.0	12.4	63.92
1974	7.	55.55	32.3	56.8	52.68	22.9	23.83	100.3	23.83	50.0	305	9.32	1692.7	9.7	63.77
1975	7.9	12.85	38.2	18.27	55.20	22.1	-3.39	96.9	-3.39	50.0	327	7.21	1812.6	7.08	63.85
1976	8.3	5.06	37.7	-1.3	51.87	24.0	8.57	105.8	8.57	50.0	368	12.54	2058.9	13.59	64.39
1977	9.3	12.05	40.7	7.96	50.	29.4	22.43	128.8	22.43	50.0	385	4.61	2189.6	6.35	65.09
1978	11.5	23.66	50.5	24.08	50.17	36.7	24.92	160.9	24.92	50.0	442	14.81	2528.8	15.49	60.07
1979	14.5	26.96	67.7	34.06	52.93	42.9	16.9	188.1	16.9	50.0	493	11.5	2846.6	12.57	67.67
Promedio		20.64		22.77			15.08		15.08			9.75		11.01	

CUADRO No B-1 (CONT.)

PROYECCIONES DE DEMANDA POR SISTEMAS

Periodo 1980 - 1986

AÑO	ATLANTICO					BOLIVAR					MAGDALENA				
	MW	%	GWH	%	FC	MW	%	GWH	%	FC	MW	%	GWH	%	FC
1.979	224.		1364.9		69.56	120.1		646.2		61.42	46.4		238.4		58.55
1.980	242.3	8.2	1507.2	10.4	71.00	128.8	7.2	710.7	10.	63.	51.1	10.1	268.7	12.9	60.
1.981	265.8	9.7	1653.4	9.7	71.00	142.7	10.8	787.7	10.8	63.	53.8	5.3	287.6	7.	61.
1.982	292.1	9.9	1816.9	9.9	71.00	155.7	9.1	872.7	10.8	64.	57.8	7.4	308.8	7.4	61.
1.983	320.4	9.7	1992.6	9.7	71.00	177.9	14.3	997.3	14.3	64.	63.7	10.2	345.7	12.0	62.
1.984	350.5	9.4	2180.1	9.4	71.00	191.	7.4	1087.7	9.1	65.	69.3	8.8	376.5	8.9	67.
1.985	383.1	9.3	2382.7	9.3	71.00	209.2	9.5	1191.2	9.5	65.	77.	11.1	419.3	11.4	63.
1.986	418.7	9.3	2604.1	9.3	71.00	229.1	9.5	1304.6	9.5	66.	85.4	10.9	467	11.4	64.
Promedio		9.5		9.5			10.1		10.7			8.9		9.7	

CUADRO No. B-2

PROYECCIONES DE DEMANDA POR SISTEMAS

Período 1980 - 1986

(*) Incluye la carga de Corrección

AÑO	GUAJIRA (*)				PERIDAS DE TRANSMISION Y CONSUMO PRO- PIO DE CORELCA				SISTEMA INTEGRADO				
	MW	%	GWII	%	MW	%	GWII	%	MW	%	GWII	%	FC
1979	14.5		67.7		35.7		187.8		492.6		2845.6		66.
1980	17.6	21.4	89.3	31.9	50.8	42.3	266.8	42.1	547.6	11.2	3224.3	13.3	67.2
1981	23.1	31.3	111.9	25.3	63.4	24.8	333.5	25.0	612.6	11.9	3393.6	11.6	67.1
1982	31.4	48.9	170.5	52.4	79.2	23.3	411.1	23.3	757.6	23.7	4338.9	20.6	65.4
1983	43.8	27.3	226.3	32.7	97.1	24.2	510.3	24.1	851.6	12.4	5124.7	18.1	68.7
1984	60.7	38.6	313.8	38.7	107.4	10.6	564.6	10.6	949.5	11.5	5702.9	11.3	68.6
1985	72.5	19.4	370.5	18.1	114.7	7.0	603.8	6.9	1037.3	9.2	6216.7	9.0	68.4
1986	81.8	12.8	419.9	13.3	122.9	7.0	645.8	7.0	1129.9	8.9	6756.8	8.8	68.4
Promedio		29.2		29.4		15.9		15.9		12.8		13.2	

CUADRO No. B-3

CARGAS ESPECIALES

AÑO	CERREJON		CERROMATOSO		TOTAL	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
1981	4.4	13.8	-	-	4.4	13.8
1982	13.2	59.1	70	288.5	83.2	347.6
1983	20.3	100.5	70	521.2	90.3	621.7
1984	35.1	176.8	70	521.2	105.1	698.0
1985	44.2	219.0	70	521.2	114.2	740.2
1986	50.7	252.4	70	521.2	120.7	773.6
1987	58.2	290.7	70	521.2	128.2	811.9
1988	63.6	314.8	70	521.2	133.6	836.0
1989	64.2	317.1	70	521.2	134.2	838.3
1990	64.2	317.2	70	521.2	134.2	838.4
1991	64.4	318.1	70	521.2	134.4	839.3
1992	64.4	318.1	70	521.2	134.4	839.3
1993	64.4	318.1	70	521.2	134.4	839.3
1994	64.4	318.1	70	521.2	134.4	839.3

CUADRO No. B-4

DEMANDA ADICIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL

(Cifras en MWH)

	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>
ATLANTICO	570	3.999	4.515	8.553	9.803
BOLIVAR	1.546	29.778	35.142	43.741	58.712
MAGDALENA	618	5.639	9.432	17.917	29.983
CORDOBA	371	2.905	6.796	16.801	22.738
SUCRE	-	8.185	9.426	16.722	19.610
CESAR	-	3.396	73.893	79.750	96.612
GUAJIRA	73	193	291	377	400
TOTAL	3.176	60.095	139.495	183.861	237.858
DEMANDA DE PO- TENCIA <u>1/</u> (KW)	0.6	11.43	26.54	34.98	45.25

1/ Calculada

ANEXO C.

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD FIRME EN LA COSTA
ATLANTICA

1. METODOLOGIA UTILIZADA

Con el fin de determinar los requerimientos de capacidad firme adicional en el Sistema de la Costa Atlántica para los próximos años se revisaron los diferentes criterios sobre reserva de capacidad. El criterio determinístico, que fija la reserva de capacidad en el tamaño de la unidad más grande y que ha sido utilizado tradicionalmente, puede incurrir en reservas innecesarias con costos de inversión en generación excesivos, o en reservas insuficientes debido a que la confiabilidad resultante no conduce a una calidad adecuada para la prestación del servicio eléctrico. Por esta razón, se optó por utilizar un criterio probabilístico, que resulta más apropiado para definir la capacidad firme en el Sistema Interconectado de CORELCA.

Según el método utilizado, la reserva de capacidad en el sistema de generación se determina de acuerdo a dos eventos independientes: la disponibilidad de capacidad de generación en el Sistema y el nivel de la demanda total. Aunque el primer evento se suele estimar a partir del tiempo promedio transcurrido entre la salida de las diferentes unidades,

los parámetros que correlacionan estas ocurrencias y la duración media de cada salida, las estadísticas disponibles - no permiten esta clase de análisis; se recurrió por tanto, a estimar la disponibilidad global de capacidad a partir de la disponibilidad promedio individual de las diferentes unidades de generación, las cuales se muestran en el cuadro - No.C-1.

Para tal efecto, con la ayuda de un programa de computador se realiza una simulación por el método de Montecarlo, generando aleatoriamente el nivel de la demanda en un período - futuro dado y la disponibilidad (o indisponibilidad) de las diversas unidades de generación que conforman el sistema - para un número suficientemente grande de casos igualmente - probables. De este modo, manteniendo las cifras de disponibilidad individual en cada central, se encontró la probabilidad de pérdida de carga correspondiente a cada configuración del sistema de generación (y nivel esperado de la demanda). Para la definición de la capacidad firme se adoptó una probabilidad máxima de deficit del 5%, cifra semejante a la utilizada por ISA y por algunos países.

Una vez encontrada la probabilidad de pérdida de carga para los distintos niveles esperados de la demanda, se determi -

nan la capacidad firme y la reserva de capacidad, referidos a la demanda pico, con base en la confiabilidad preestablecida.

El cuadro No.C-2 presenta los resultados obtenidos sobre el nivel de capacidad firme disponible en el sistema interconectado de la Costa Atlántica a comienzos de 1981, fecha de iniciación del período que se analiza en el presente documento.

2. CONSIDERACION DE LA INTERCONEXION A 500 kV Y DE LA PARTICIPACION DE CORELCA EN PROYECTOS DE ISA.

La entrada en operación del primer circuito de la línea de Interconexión Nacional a 500 kV, que inicialmente se energizará a 220 kV, está prevista para Noviembre de 1981, a través de la cual se presentarán transferencias de energía y potencia entre los sistemas de CORELCA y del interior del país. En el cuadro No.C-3 se muestra el balance de demanda pico y capacidad instalada en el Sistema Central de acuerdo al programa de generación mostrado en el cuadro No.A-2 y a las proyecciones de demanda desarrolladas en ISA, de donde se puede determinar una probable capacidad disponible para apoyar la firmeza del Sistema CORELCA.

Al disponerse de un segundo circuito de la línea de Interco
nexión Nacional podrá considerarse prácticamente como firme
la capacidad asignada a CORELCA en los proyectos de ISA (ver
cuadro No.A-3), ya que este segundo circuito y la capacidad
de reserva del resto del Sistema Nacional proporcionarán la
firmeza necesaria a la transferencia de potencia hasta el -
mercado de CORELCA.

SECRETARÍA DE ENERGÍA Y MINERÍA
CORRELCA

CUADRO No. C-1

EVALUACION DE CAPACIDAD FIRME
DISPONIBILIDADES DE CAPACIDAD CONSIDERADAS
UNIDADES SISTEMA INTERCONECTADO CORELCA

<u>PLANTA</u>	<u>CAPACIDAD (MW)</u>	<u>DISPONIBILIDAD</u>
Termobarranquilla 1	66	0.85
Termobarranquilla 2	66	0.85
Termobarranquilla 3	71	0.9
Termobarranquilla 4	71	0.9
Termobarranquilla 5	21	0.8
Termobarranquilla 6	21	0.8
Termocartagena 1	66	0.85
Termocartagena 2	66	0.85
Termocartagena 3	71	0.9
Río Gas 9	16	0.7
Río Gas 10	16	0.7
Cospique Gas 6	16	0.7
Río 1, 2 y 3	11	0.65
Río 4 y 5	8.5	0.65
Río 6	10	0.7
Río 7	10	0.8
Río 8	12	0.85
Unión 1	10	0.65
Unión 2	12	0.7
Unión 3	22	0.75
Unión 4	10	0.75
Riomar	7	0.6
Cospique 1 y 2	9	0.75
Cospique 3	11.5	0.8
Cospique 4	11.5	0.8
Cospique 5	11.5	0.6
Chinú 1 y 2	12	0.75
Chinú 3	11.5	0.8
Termoballenas 1	16	0.8
Termoballenas 2	16	0.8
Termocerrejón 1	170	0.9

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
 BOGOTÁ, D. C.

ALTERNATIVA

SEPT. 87 - DIC. 88 INTERMEDIARIAS 42 MW

PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA

DEMANDA

PROBABILIDAD

655.0 2.4921

660.0 3.2347

665.0 3.5371

670.0 3.8357

675.0 5.1317

680.0 7.4926

685.0 9.8566

690.0 12.2339

695.0 14.6311

700.0 17.0627

CAPACIDAD PROMEDIO 662.35 CAPACIDAD MAXIMA 779.00

MULTIPLICIDAD 6.0000 MULTIPLICIDAD MAXIMA 344.00

CAPACIDAD FIRME: 687 MW

PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA: 5%

CUADRO NFC-2 (Cont.)

CUADRO No.C-3

CAPACIDAD FIRME

SISTEMA INTERCONECTADO DEL INTERIOR

AÑO TRIMESTRE	DEMANDA PICO MW	CAPACIDAD INSTALADA MW	CAPACIDAD DISPONIBLE (90%)	MARGEN DE FIRMEZA PARA CORELCA (MW)
1981				
IV	3538	3917	3525	- 13
1982				
I	3548	4042	3638	90
II	3593	4061	3655	62
III	3830	4031	3655	- 175
IV	3936	4429	3986	50
1983				
I	3816	5050	4545	729 (400) *
II	3978	5205	4664	886 (400)
III	4119	5360	4824	705 (400)
IV	4356	5445	4900	544 (400)
1984				
I	4108	5850	5265	1157 (400)
II	4160	6095	5485	1325 (400)
III	4435	6340	5706	1271 (400)
IV	4781	6657	5991	1210 (400)
1985				
I	4489	6729	6056	1567 (400)
II	4548	6801	6121	1573 (400)
III	4848	6801	6121	1273 (400)
IV	5242	6801	6121	879 (400)
1986				
I	5081	6935	6241	1160 (400)
II	5299	7168	6451	1152 (400)
III	5527	7335	6601	1074 (400)
IV	5765	7501	6751	986 (400)

* Límite de subestación : 120 MW hasta 1983 (220 kV)
y 400 MW en adelante (500 kV)

ANEXO D

ESTIMACION DE LOS COSTOS DE INVERSION

1. ESTIMATIVO DE COSTOS PARA UNA CENTRAL DE 150 MW

La estimación de los costos de inversión para una planta termoeléctrica a carbón de 150 MW (netos al descontar el consumo de auxiliares) se efectuó proyectando los costos de las centrales Termocerrejón I y Termotasajero, plantas similares en capacidad y alcance del suministro. Los valores aquí presentados incluyen el equipo de almacenamiento y manejo de carbón, equipo de remoción de ceniza, precipitadores electrostáticos, edificio de administración, taller y almacén y viviendas de CORELCA en el sitio. No incluye líneas ni subestaciones. Los valores son :

Termocerrejón I

Moneda Nacional	:	US \$ 24.450.000
Moneda Extranjera	:	<u>US \$ 55.744.556</u>
TOTAL	:	US\$ 80.194.556

(asumiendo una tasa de US\$ 1 = 230 Yens)

Termotasajero

Moneda Nacional	:	US\$ 30.470.000
Moneda Extranjera	:	US\$ 69.550.000
TOTAL		US\$100.020.000

Se escalaron estos precios hasta Marzo de 1981 (35 meses en el caso de Termocerrejón y 12 meses en el de Termotasa jero) asumiendo incrementos de precios del 30% anual para la parte en moneda nacional y del 12% anual para la parte en moneda extranjera.

Con esta proyección se obtuvieron los siguientes costos básicos para la central en Marzo de 1981, asumiendo la proporción de moneda nacional como un promedio de los porcentajes en Termocerrejón y Termotasajero :

	<u>US MILES</u>
Moneda Local (valores constantes)	45.498
Moneda Extranjera (valores firmes)	76.752
TOTAL	122.250

1.1 Costos de Inversión en Boca de Mina y en Barranquilla

Como en las alternativas de localización de la central en Boca de Mina o en Barranquilla se trata de unidades ubicadas en sitios nuevos, los costos de inversión son los presentados en el numeral anterior.

En la alternativa de localización de la planta en Boca de Mina se requiere una torre de enfriamiento, que de acuerdo a los informes del ESEE y a informes de los fabricantes de equipo, tiene un costo aproximado del 2.5% del valor de la planta o sea un valor aproximado de US\$ 3'000.000 en Marzo de 1981. Igualmente, para poder hacer comparables todas las alternativas en cuanto al aspecto de confiabilidad en el suministro de combustibles hay que considerar el costo de un gasoducto Riohacha-Mina que permita utilizar el gas como combustible alternativo, lo cual representa un costo adicional del orden de US\$ 8 millones en Marzo de 1981.

1.2 Costos de Inversión en Río Ancho y en Cartagena.

En esta alternativa se reducen los costos de inversión por tratarse de ampliaciones de las Plantas de Termocerrejón I y Termocartagena, respectivamente.

Los costos en que no se incurren son los siguientes :

a. Obra Civil

Obra civil en que no se incurre (como % del total de obra civil).

Adecuación Terreno	11,27
Replanteo y campamentos	3,20
Viviendas operadores	2,09
Vías de acceso e internas	2,07
Postería y cerramiento	0,25

Edificio Administración	2,77
Bocatoma agua dulce	0,35
Planta hidrógeno	0,18
Caseta contra incendio	0,11
Bocatoma agua circulación	3,93
Alcantarillado aguas lluvias y negras (parcial)	1,00
Taller y Almacén	5,03
Gasoducto	<u>1,01</u>
TOTAL	33,26

El valor de la obra civil en el caso de TermoCerrejón I fué de 605 millones de pesos. La reducción en costos por la obra civil en que no incurre equivale a US\$5,029.000 de Abril de 1978, o sea un 6.2% del valor de la planta (con una tasa de cambio de \$40.0 por dólar).

b. Valor lote

El valor del lote de TermoCerrejón fué de \$15,000.000 equivalentes al 0.49% del costo de la planta el cual no se cargaría a una segunda unidad.

c. Equipo mecánico y eléctrico que no se requiere adquirir

Equipo de la planta que sería común para las dos unidades:

	US\$ MILES
	<u>Valor Abril/78</u>
Planta de hidrógeno	400
Bombas contra incendio	110
Puente grúa principal (sin rieles)	300
Puente grúa casa de bombas	140
Ascensor	120
Equipo de taller y laboratorios	470
Bomba de circulación de "stand-by"	280
Equipo de manejo de carbón (parte)	400
Gasoducto	<u>900</u>
TOTAL	US\$3.120

Equivalente a 3.9% del valor de la Planta. Por lo tanto el costo estimado para estas alternativas es el siguiente :

	US\$ MILES Marzo 1981
Costo básico	122,250
Menos ahorro en obra civil (6.2%)	7,580
Menos ahorro en valor del lote (0.49%)	600
Menos ahorro en equipos comunes con Termocerrejón I (3.9%)	4,770
TOTAL	US\$109,300

2. ESTIMATIVO DE INVERSION EN SUBESTACIONES Y LINEAS DE CONEXION AL SISTEMA

2.1 Localización en Boca de Mina y en Barranquilla

Se requieren subestaciones nuevas a 220 Kv con una configuración de interruptor y medio, consistentes en :

- 1 módulo de entrada del transformador principal
- 1 módulo para el transformador de arranque
- 2 módulos para la salida de las líneas de transmisión

El costo estimado para cada módulo es de US\$ 600,000. Se requiere además el transformador de arranque con un costo aproximado de US\$600,000. Por tanto el costo total de la subestación se estima en US\$ 3'000,000.

Para la conexión al sistema se requieren aproximadamente 2 kilómetros de línea a 220 Kv doble circuito y los correspondientes módulos en la subestación de llegada. El valor estimado

de éstas líneas es del orden de US\$ 150.000 el kilómetro. Los módulos en la subestación tienen el mismo costo estimado de US\$ 600.000. Por tanto se estima el costo total de conexión al sistema en US\$ 1'500.000.

2.2 Localización en Río Cañas

La subestación de la planta Termocerrejón I incluye los pórticos para futuras unidades y líneas.

Por haberse eliminado el patio de conexiones a 110 Kv de esta subestación, están disponibles los interruptores para la salida de dos nuevas líneas a 220 Kv, requiriéndose instalar únicamente los correspondientes tableros de protección y medida, con un costo aproximado de US\$ 50.000,

El transformador de arranque y su correspondiente módulo, existentes, se aprovecharían para la segunda unidad.

Para la entrada de la nueva máquina haría falta un interruptor y sus aparatos de medida, con un costo de US\$250.000 aproximadamente.

Además no se requiere inversión adicional en líneas para la conexión al sistema.

En resumen, el costo de inversión en la subestación para la colocación de una planta de 150 MW como extensión de Termocarrejón, con sus correspondientes conexiones hacia las líneas de transmisión sería de US\$ 300.000

2.3 Localización en Cartagena

La subestación de la planta Termocartagena tiene un módulo disponible para la salida de una línea. En el caso de instalarse una nueva unidad se requieren dos módulos adicionales y el transformador de arranque para un costo total de US\$ 1'800.000. Se supone además que no se requiere reforzar las líneas actuales de conexión al sistema.

3. PROGRAMA DE DESEMBOLSOS PARA INVERSION

El programa de desembolsos en moneda externa y moneda local se elaboró asumiendo unas partidas y anticipos para las obras civiles, equipos mecánicos y eléctricos, líneas de transmisión y subestaciones. Se obtuvo lo siguiente :

PROGRAMA DE DESEMBOLSOS

(Cifras porcentuales)

AÑO	1	2	3	4
	%	%	%	%
Moneda externa (valor firme)	33	29	29	9
Moneda local (valor constante)	30	36	27	7

SECRETARÍA DE OBRAS Y ENERGÍA

BIBLIOTECA

En resumen, el costo de inversión en la subestación para la colocación de una planta de 150 MW como extensión de Termocerrejón, con sus correspondientes conexiones hacia las líneas de transmisión sería de US\$ 300.000

2.3 Localización en Cartagena

La subestación de la planta Termocartagena tiene un módulo disponible para la salida de una línea. En el caso de instalarse una nueva unidad se requieren dos módulos adicionales y el transformador de arranque para un costo total de US\$ 1'800.000. Se supone además que no se requiere reforzar las líneas actuales de conexión al sistema.

3. PROGRAMA DE DESEMBOLSOS PARA INVERSION

El programa de desembolsos en moneda externa y moneda local se elaboró asumiendo unas partidas y anticipos para las obras civiles, equipos mecánicos y eléctricos, líneas de transmisión y subestaciones. Se obtuvo lo siguiente :

PROGRAMA DE DESEMBOLSOS

(Cifras porcentuales)

AÑO	1	2	3	4
	%	%	%	%
Moneda externa (valor firme)	33	29	29	9
Moneda local (valor constante)	30	36	27	7

REGISTRO DE OBRAS Y BIENES

BIBLIOTECA

4. RESUMEN DE COSTOS

De acuerdo a los costos presentados en los numerales anteriores a continuación se resumen los valores para cada alternativa. En las alternativas de localización en las instalaciones de Termocerrejón I y TermoCartagena, los costos en obra civil en que no incurre y el valor del lote se descontaron de la parte en moneda local y el costo de los equipos eléctricos y mecánicos se descontaron de la parte en moneda externa. La proporción en moneda externa y moneda local para la torre de enfriamiento, gasoducto, subestación y la conexión al sistema se consideró igual que para el resto de la planta, con los siguientes resultados :

COSTOS DE INVERSION EN MARZO DE 1981

US MILES

<u>LOCALIZACION</u>	<u>PLANTA</u>	<u>GASODUCTO Y TORRE DE ENFRIAMIENTO</u>			<u>CONEXION SISTEMA</u>	<u>TOTAL</u>	<u>DESCOMPOSICION</u>	
		<u>SUBESTACION</u>					<u>ME</u>	<u>ML</u>
Río Ancho	109300	-	300	-	109.600	72.180	37.420	
Mina	122250	11.000	3.000	1.500	137.750	86.484	51.266	
B/quilla	122250	-	3.000	1.500	126.750	79.577	47.173	
Cartagena	109300	-	1.800	-	111.100	73.168	37.932	

NOTA : Tasa de cambio proyectada para Marzo de 1981 US\$52.50

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
BIBLIOTECA

VALOR PRESENTE DE LA INVERSION

US\$ MILES CONSTANTES DE 1981

<u>LOCALIZACION</u>	<u>AL 12% ANUAL</u>		<u>AL 15% ANUAL</u>	
	<u>M.E.</u>	<u>M.L.</u>	<u>M.E.</u>	<u>M.L.</u>
Río Ancho	47.139	29.619	44.789	28.088
Mina	56.479	40.578	53.663	38.483
Barranquilla	51.970	37.338	49.378	35.410
Cartagena	47.784	30.023	45.401	28.473

Como la inversión en moneda externa se refiere a valores firmes los desembolsos anuales se convirtieron a dólares constantes de 1981 aplicando un índice de inflación externa del 10% anual.

La parte en moneda local se convirtió a dólares constantes de 1981 aplicando la tasa de cambio prevista para tal fecha (1 US\$ = 52.50). Esto con el supuesto de un índice de inflación interna aproximadamente igual a la suma de los índices de inflación externa y de devaluación del peso frente al dólar.

ANEXO E

ESTIMACION DE LOS COSTOS DE TRANSMISION

1. METODOLOGIA

Para cada alternativa de ubicación de la expansión térmica de 170 MW se estudiaron las inversiones en transmisión requeridas en el sistema para un transporte confiable de la potencia hacia los sitios de consumo. Se utilizó un modelo de flujo de carga para determinar las condiciones de operación y expansión del Sistema Interconectado de CORELCA (Figura E-1) en cada alternativa, considerando como base el siguiente sistema de transmisión (actualmente existente o ya programado) :

- Doble circuito a 220 kV Barranquilla-Sabanalarga-Cartagena
- Doble circuito a 220 kV Sabanalarga-Fundación
- Doble circuito a 220 kV Santa Marta-Fundación
- Doble circuito a 220 kV Santa Marta-Cerrejón
- Un circuito a 220 kV Fundación-Valledupar
- Doble circuito a 220 kV Cerrejón- Cuestecita
- Un circuito a 110 kV Cuestecita-San Juan
- Un circuito a 110 kV San Juan-Valledupar
- Un circuito a 110 kV Cuestecita-Riohacha
- Un circuito a 110 kV Riohacha-El Pájaro
- Un circuito a 110 kV El Pájaro-Manaure
- Doble circuito a 110 kV Cuestecita-Mina
- Doble circuito a 110 kV Cuestecita-Bahía Portete.

En cuanto a generación se incluyó :

- Dos unidades de 16 MW en el Pájaro
- Una unidad de 170 MW en Río Ancho (Termocerrejón I)
- Una unidad de 170 MW sea en Río Ancho (alternativa I), en Boca de Mina (alternativa II), en Termobarranquilla o en Termocartagena (Alternativas III y IV).

2. CASOS CONSIDERADOS - ALTERNATIVAS I y II

Se tomaron los años 1985 y 1990 como los años base para estudiar las diferentes alternativas, puesto que el año 1985 es importante por ser el primer año de funcionamiento de la planta, y 1990 porque se espera que en dicho año el sistema de transmisión puede requerir ampliaciones.

Los casos base estudiados consideran la ubicación de la planta de 170 MW tanto en predios de Termocerrejón como en el área de la Mina y se contemplan contingencias sencillas y dobles en el sistema a fin de probar la confiabilidad en cada caso.

Las contingencias analizadas fueron :

- a. Salida de Termocerrejón I
- b. Salida de un circuito Santa Marta-Cerrejón
- c. Salida de un circuito Cerrejón-Cuestecita
- d. Salida del circuito San Juan-Cuestecita

- e. Salida del circuito San Juan-Valledupar
- f. a + b
- g. a + c
- h. a + d
- i. a + e

Los casos considerados no presentan problemas de importancia en ninguna de las alternativas estudiadas en el sistema de transmisión; ni aún en los casos de doble contingencia.

Cuando la expansión térmica se coloca en predios de Termocejón o en Boca de Mina, los resultados son análogos y no se nota ninguna diferencia fundamental en el sistema; esto es, que los voltajes en cada barraje, las potencias transmitidas a través de las líneas y las capacidades de carga de los transformadores son del mismo orden de magnitud.

Lo anterior permite concluir que cualquiera de las dos alternativas es confiable en el período bajo estudio con el sistema de transmisión ya en desarrollo, sin que haya necesidad de ampliaciones hasta 1990. Para 1992, sin embargo, se considera la instalación de la línea Cuestecita-Valledupar (1c-220kV) para atender el crecimiento de la demanda en el Cesar.

3. CASOS CONSIDERADOS : ALTERNATIVAS III y IV

Para analizar las Alternativas III y IV se efectuó el estudio del sistema de transmisión colocando una unidad de 170 MW tan

MINISTERIO DE ENERGIA Y COMERCIO

VALLEDUPAR

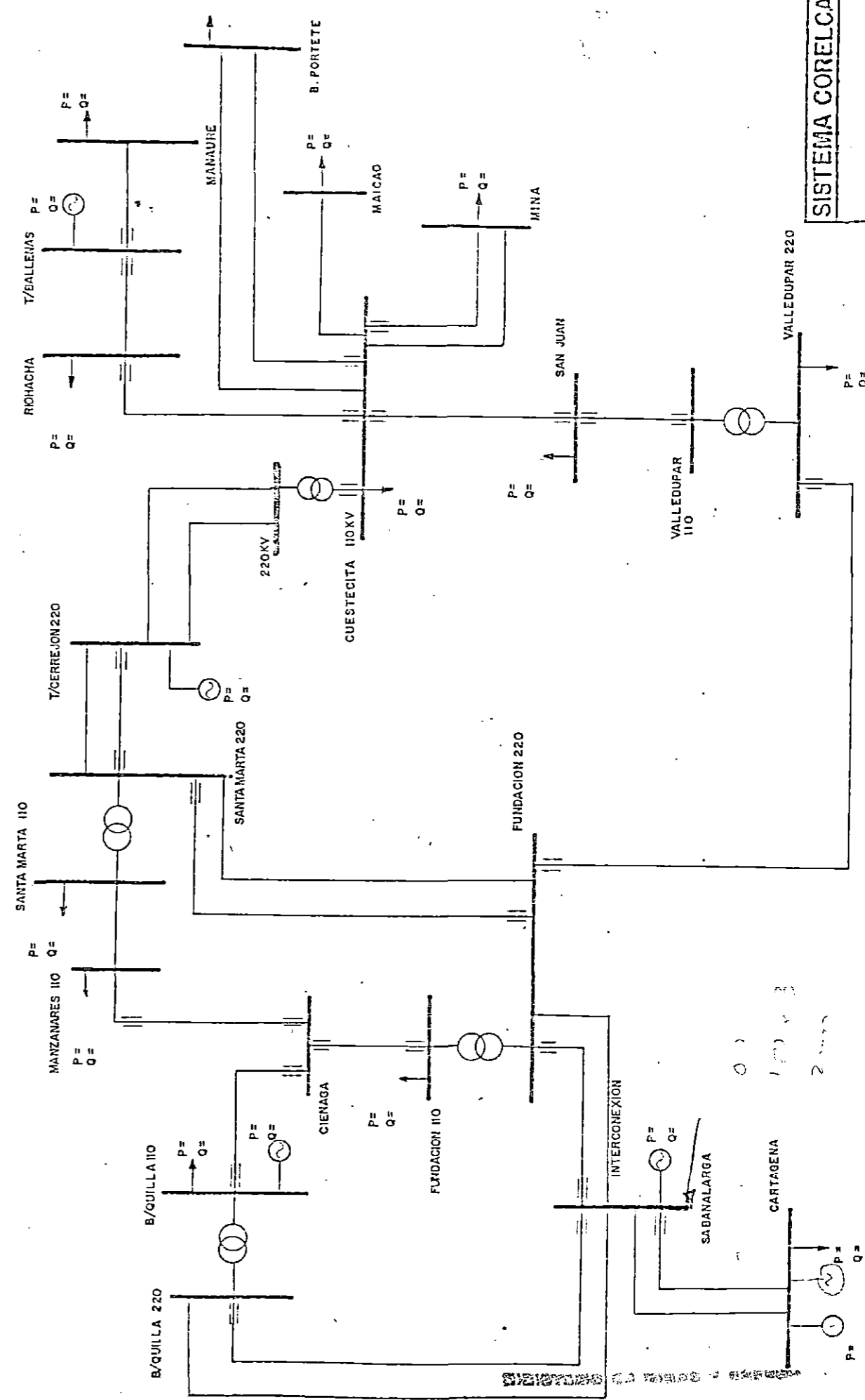
to en Termo Cartagena como en Soledad. En dicho análisis se hicieron estudios de flujos de carga con las siguientes consideraciones :

- a. Un caso base con ubicación de la planta en los sitios mencionados.
- b. Salida de Termocerrejón I del sistema.
- c. El caso b, añadiéndole un segundo circuito entre Fundación y Valledupar a 220 kV.
- d. El caso b, añadiéndole un circuito entre Valledupar y Cuestecita a 220 kV.
- e. El caso b, añadiéndole un segundo circuito entre Fundación y Valledupar a 220 kV y un circuito entre Valledupar y Cuestecita a 220 kV.
- f. El caso b, añadiéndole un segundo circuito entre Fundación y Valledupar a 220 kV y un doble circuito entre Valledupar y Cuestecita a 220 kV.

Cuando la expansión térmica se encuentra en Soledad, el único caso que presenta buenos niveles de voltaje es el f. sin embargo, por el doble circuito llegan de Valledupar a Cuestecita solamente 19 MW que constituye un 26% del total de carga en esa subestación, mientras que la mayoría llega por la línea Cerrejón-Cuestecita. Por esta razón se ha considerado que el sistema de transmisión se deberá ampliar con, por lo menos, la línea Fundación-Valledupar-Cuestecita (1c) en 1985.

Cuando la expansión térmica se encuentra en Termo Cartagena, -
nuevamente el único caso que opera satisfactoriamente es el -
f. sin embargo presenta los mismos problemas del caso ante -
rior, esto es que llegan de Valledupar a Cuestecita 20.6 MW,
que constituyen el 28% de la carga en Cuestecita. Además el
transformador de Soledad se recarga un 9%. En esta alternativa
la ampliación de la transmisión sería entonces similar a -
la anterior.

En el cuadro E-2 se muestran las inversiones adicionales para -
cada alternativa.



SISTEMA CORELCA
 AÑO: _____
 CASO: _____

FIGURA E-1

0)
 100 x 3
 2000
 157
 407

CUADRO E-2

INVERSIONES EN TRANSMISION
(Cifras en US\$ Miles de 1981)

1.	Alternativas I y II (Río Ancho y Mina)		
	1992 - Primer circuito Valledupar-Cuestecita a 220 kV (2 módulos y 110 km de línea)		\$ 12.190
		TOTAL	\$ 12.190
2.	Alternativa III (Termo Cartagena)		
	1. Transmisión		
	1985 - Segundo circuito Fundación-Valledupar a 220 kV (2 módulos y 140 km de línea)		\$ 15.280
	1985 - Primer circuito Valledupar-Cuestecita a 220 kV (2 módulos y 110 km de línea)		\$ 12.190
		TOTAL	\$ 27.470
	2. Transformación		
	1985 - Transformador en Soledad 220/110 kV 110 MVA		\$ 1.910
		TOTAL PROYECTO	\$ 29.380
3.	Alternativa IV (Soledad)		
	Sin el transformador		
		TOTAL DEL PROYECTO	\$ 27.470
4.	Valores Presentes		
	El Valor presente de los costos de inversión, a comienzos de 1981 será :		

AL 12% ANUAL

AL 15% ANUAL

Alternativas I y II	\$ 9.374	\$ 7.299
Alternativa III	22.165	20.765
Alternativa IV	20.723	19.415

ESTIMACION DE LOS COSTOS DE C&M, COMBUSTIBLE Y TRANSPORTE

1. COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

La estimación de los costos de operación y mantenimiento asociados a los diferentes sitios alternativos para la unidad se efectuó tomando como base las estadísticas históricas de plantas similares disponibles en la "Federal Power Commission".

De acuerdo a ello se tomó un 1.86% del valor de la inversión como costo anual para centrales con una sola unidad (caso de ubicaciones en Mina y en Barranquilla) y 1.62% atribuibles a la segunda unidad para centrales con dos unidades (caso de ubicaciones en Río Cañas y en Cartagena).

Tales costos se consideran durante el período de 30 años de vida útil de la central.

En esta forma, los costos estimados para operación y mantenimiento serán, tomando un costo total de US\$129.75 millones en Mina y Barranquilla y de US\$109.6 millones en Río Cañas y Cartagena.

Cifras en US\$ Miles de 1981

UBICACION	COSTO ANUAL	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS DURANTE 30 AÑOS DE VIDA UTIL DE LA CENTRAL	
		<u>Al 12% Anual</u>	<u>Al 15% anual</u>
Mina y Barranquilla	2413	13835	10417
Río Cañas y Cartage- na	1775	10177	7663

2. COSTOS DE COMBUSTIBLE

El volumen de carbón requerido para la operación de la Central será prácticamente el mismo para las diferentes ubicaciones al ternativas, con excepción del sitio de Mina debido a la menor eficiencia que conlleva la torre de enfriamiento requerida en este último sitio.

La diferencia de eficiencia se ha estimado en un 2.6% y se debe esencialmente a la mayor temperatura (35°C vs 25°C) con que operaría el agua de circulación.

Con carbón de 7500 K cal/kg (del Cerrejón) y un factor de planta estimado de 0.6 promedio anual durante los 30 años de vida útil de la central, el consumo adicional anual de carbón en Mi na sería de 7.500 toneladas y el sobrecosto correspondiente de US\$ 188 miles, tomando un precio de carbón en la Mina de - US\$25/ton.

SECRETARÍA DE ENERGÍA Y MINAS
BIBLIOTECA

En valor presente a mediados de 1981 este sobrecosto será de -
US\$1.078 miles al 12% de tasa anual de descuento y de US\$811 -
miles al 15%.

3. COSTOS DE TRANSPORTE DE CARBON

La evaluación y selección de los medios más adecuados para el transporte del carbón del Cerrejón con destino a Río Cañas, Barranquilla y Cartagena y la estimación de los costos correspondientes es actualmente objeto de un estudio detenido por parte de la firma "Parsons Brinckerhoff" para CARBOCOL y sus resultados podrán ser incorporados en el análisis.

Sin embargo, para efectos del presente informe se optó por efectuar un análisis de sensibilidad con los siguientes costos unitarios para dicho transporte, los cuales han sido estimados a partir de información preliminar proporcionada por CARBOCOL.

COSTOS UNITARIOS DE TRANSPORTE

(Cifras en US\$ de 1981/Ton)

Mina - Río Cañas	6, 8 y 10
Mina - Barranquilla	14
Mina - Cartagena	15

SECRETARIA DE MINAS Y ENERGIA
BIBLIOTECA

Para los sitios alternativos diferentes a Mina el volumen de carbón a transportar se ha estimado en 292.940 toneladas anuales. Este valor se calculó con base en una utilización promedio de la planta del 60% y un consumo térmico específico de 2458 Kcal/kwh.

De esta forma los costos estimados de transporte son los siguientes :

CIFRAS EN US\$ MILES DE 1981

UBICACION	COSTO ANUAL	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS DURANTE 30 AÑOS DE VIDA UTIL DE LA CENTRAL	
		<u>Al 12% anual</u>	<u>al 15% anual</u>
Río Ancho			
6 US/Ton	1757	10074	7585
8 US/Ton	2343	13434	10115
10 US/Ton	2928	16788	12641
Barranquilla	4100	23507	17701
Cartagena	4393	25187	18966

Para los sitios alternativos diferentes a Mina el volumen de carbón a transportar se ha estimado en 292.840 toneladas anuales. Este valor se calculó con base en una utilización promedio de la planta del 60% y un consumo térmico específico de 2458 Kcal/kwh.

De esta forma los costos estimados de transporte son los siguientes :

CIFRAS EN US\$ MILES DE 1981

UBICACION	COSTO ANUAL	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS DURANTE 30 AÑOS DE VIDA UTIL DE LA CENTRAL	
		<u>Al 12% anual</u>	<u>al 15% anual</u>
Río Ancho			
6 US/Ton	1757	10074	7585
8 US/Ton	2343	13434	10115
10 US/Ton	2928	16788	12641
Barranquilla	4100	23507	17701
Cartagena	4393	25187	18966

Estudio de localización para el ensanche de
generación Termocerrejón II/CORELCA

333.7932 C822e Ej.2

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

PRESTADO A

FECHA